目　　录

第一篇　南海概论

第二篇　珠江口盆地

第三篇　北部湾盆地

第四篇　莺歌海、琼东南盆地

第五篇　广东省、海南省陆上盆地

CONTENTS

PART 1 GENERAL SITUATION of SOUTH SEA

PART 2 PEARL RIVER MOUTH BASIN

PART 3 BEBU GULF BASIN

PART 4 YINGGEHAI AND QIANGDONGNAN BASIN

PART 5 CONTINENTAL BASINS of GUANDONG AND HAINAN PROVINCE

第一篇　南海概论

第一章　自然地理概况

第一节　地 理 位 置

南海是西太平洋最大的边缘海之一。它处于赤道—北纬 22°与东经 106°～121°之间；北依中国大陆，东靠菲律宾群岛，南临加里曼丹岛和苏门答腊岛，西以马来半岛和中南半岛为界，整个海域几乎被大陆、半岛和岛屿所包围，其轮廓略呈扁菱形，长轴方向为北东30°，长约 1700 海里（3145 公里），宽约 675 海里（1250 公里），面积约 350 万平方公里（见图 1-1-1）。



图 1-1-1　南海地理位置示意图

南海水体四周较浅，中间深陷，略呈盆状。平均水深为 1212 米，最大水深在南海中部，达 5559 米（有的资料为 5567 米），是我国最深的海域，参见图 1-1-3。

南海东北部以台湾海峡与东海相接；东部有巴士海峡、民都洛海峡及巴拉巴克海峡沟通太平洋及苏禄海；南部通过卡里马塔海峡与爪哇海相通；西南面又以马六甲海峡与印度洋相接。从大陆流入南海的主要河流有珠江、红河、湄公河和湄南河等。

第二节 海底地貌

南海海底地貌总的特征是：海底地势西北高，东南低，自海盆边缘向中心部分呈阶梯状下降。在菱形盆地周边分布着大陆架，在大陆架前缘分布着呈阶梯状下降的大陆坡，在大陆坡终止处，是南海海盆的中央部分，为一片坦荡的深海平原，其中部有几座数千米高的海山，有的已接近海面，成为水下暗礁（见图1—1—2）。

南海的西北边缘，地形平坦，从广东、广西沿海地区向东南倾斜。在台湾岛南端与海南岛南端联线以北，水深在200米以内，其中北部湾为一半封闭的浅海海盆，大部水深20～50米，湾口最大水深为100米。

从东沙群岛往南水深加大，东沙群岛与中沙—西沙群岛之间水深为1000～3000米。中沙—西沙群岛所依附的基底为一海底高原，高原的东南侧水深急剧加大，直到中央海盆。

在西沙群岛的北部和海南岛之间，有一条近东西向的狭长海槽，长约230海里（425公里），西宽东窄，西部水深1600～2000米，东部深2600～3200米。

南海的西南部，大致从湄公河口到沙捞越一线以西，海底地形平坦，为水深在200米以内的浅海地带。

南海的东部边缘地区，由于有巴拉望海槽、马尼拉海沟和西吕宋海槽，所以深度大，坡度陡，最深超过5000米（图1—1—3）。

一、南海大陆架

南海大陆架分布在南海海盆的四周，大体是南北宽阔，东西狭窄。东部属岛缘陆架（参见图1—1—2）。

南海北部大陆架，大致分布在澎湖列岛向海南岛东南部至北部湾口外一线的内侧，水深约在150米以内，平均水深55米。从图上可以看到，南海北部海岸地形和岸线形态大致与北东—南西向的构造线走向一致，而等深线的形状又与海岸线大致平行，表明水下地形是陆地地形的延伸部分。北部大陆架地形平坦，深度变化稳定。在珠江口外，大陆架宽度为137海里（250余公里），坡度为0.54‰；在50米等深线内，明显地存在着水下三角洲；自等深线50米至大陆架外缘，有一条北西—南东向的沟谷。在海南岛南部，大陆架宽度减至50海里（92公里），坡度增大至2‰。北部湾海底地势由西北向东南倾斜，整个海湾向西弯曲呈半月形，湾口最大水深为100米，所以整个海湾都位于大陆架上；自湾顶至湾口，大陆架宽261海里（483公里），坡度为0.3‰，整个海底异常平坦。

琼州海峡是一近东西向的深水道。在海峡东、西两端各有一个顶部朝向海峡的扇形三角洲，由潮流、海流冲蚀沉积物在海峡两端堆积发育而成；海峡中部是一个以50米等深线圈闭的狭长深水盆地。

南海西部大陆架宽度不大，在越南岘港宽65海里（120公里），坡度1.22‰；在归仁宽15海里（28公里），坡度5.3‰；在金兰湾宽26海里（48公里），坡度3.0‰；在湄公河口已与巽他陆架连成一片。

南海南部大陆架，即位于著名的大巽他大陆架的北部，其范围大约是从湄公河三角洲与

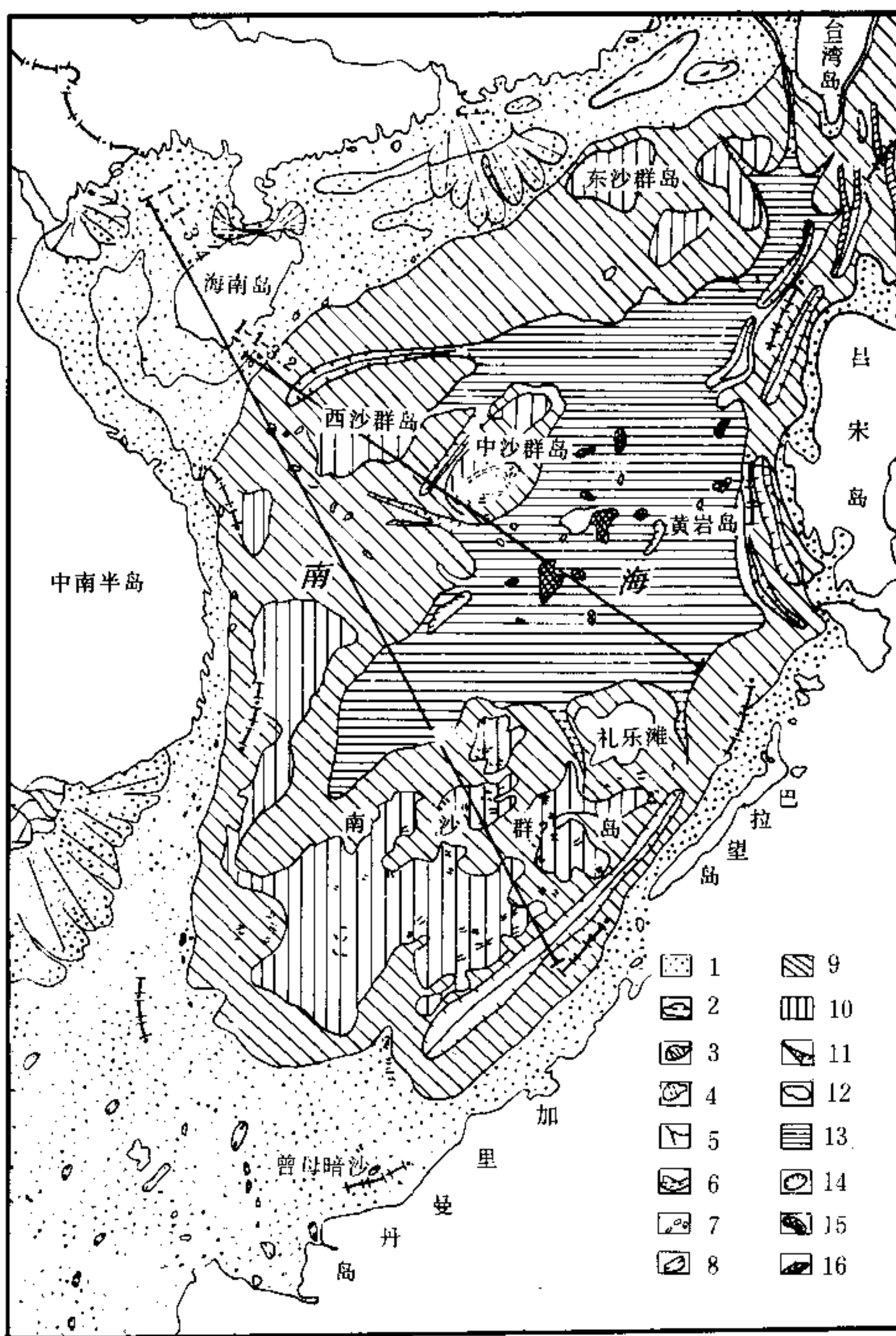


图 1-1-2　南海海底地貌图（据谢以萱，1981）

1—大陆架；2—水下阶地；3—现代水下三角洲；4—古代水下三角洲；5—水下三角洲前坡沟谷；6—河流三角洲及冲刷沟；7—海丘；8—小洼地；9—大陆坡；10—大陆坡台阶；11—海底峡谷；12—礁滩；13—深海平原；14—海盆洼地；15—海山、海岭；16—海沟、海槽

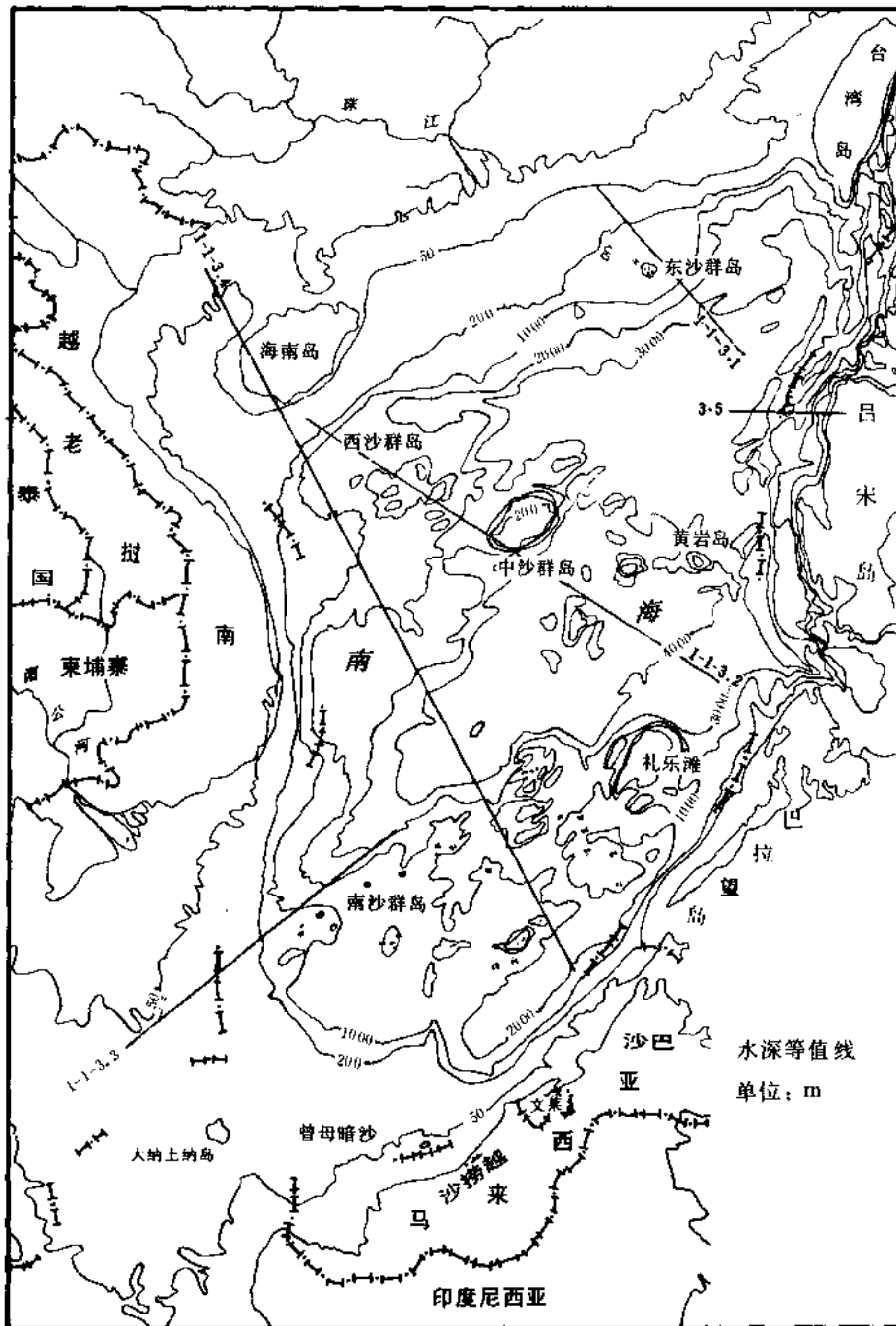


图 1-1-3 南海地形及水深略图

据地图出版社 1984 年出版的《南海地形图》缩制

文莱的联线以南的广阔浅水海域。大巽他大陆架是世界上最宽的陆架区之一，宽 160 多海里(300 公里)。泰国湾、马来盆地都位于这个大陆架上。我国南沙群岛的南屏礁、西康暗沙、立地暗沙和曾母暗沙等是在水下 8～30 米的珊瑚礁，也都位于这个大陆架的北部。

南海东部大陆架，属岛缘陆架，范围狭窄，在北吕宋至马尼拉一带，陆架宽仅 2.4～5.0

海里（4.4～9.2 公里），坡度较大，为 15.9～31.8‰；往南至巴拉望岛增宽到 25～31 海里（46～57 公里），坡度 3.97～3.17‰；至沙巴陆架增宽至 37～43 海里（69～80 公里），坡度变缓至 2.12～1.63‰。

南海西部及东部大陆架，不但在宽度上远小于南海北部及南部大陆架；而且在类型上，前者是以侵蚀为主的侵蚀—堆积型陆架，而后者则是堆积型陆架，因此两者的地形特点有很大的差异。

二、南海大陆坡

南海大陆坡是南海大陆架的自然延伸，除东部岛坡外，其余各大陆坡延伸均很宽广。且多呈阶梯状，分布在水深 150～3600 米之间。通常，在水深 150 米的地方，海底地形由平坦的大陆架明显地转为一陡坡，水深急剧加大，陡坡下有条深沟。大约在水深 1000～1800 米之间。地形又转缓，为一宽达数百公里断续相连的平台，在它的上面，海岭横亘，岛礁众多；平台外又为一陡坡，一直降至水深 3600 米处，地形又转平缓，及至中央海盆底部——南海深海平原。

1. 北部大陆坡

我国台湾岛与珠江口之间大陆坡的特点是：以东沙群岛为中心呈阶状凸形坡向中央海盆倾斜（图 1—1—4）。

台湾岛南端一带的大陆坡，坡度陡，为 26.5‰；而西南盆地以南的大陆坡，则上陡（介于水深 150～2560 米之间，坡度为 28.4‰）下缓（在水深 1828～3600 米，坡度为 4.3‰）。

东沙群岛一带是凸形缓坡，约相当水深 700 米以内的大陆坡上部，坡度平缓（3.4‰）；而在水深 700 米以下，坡度急剧加大，以 27.7‰的坡度倾人深海平原。在这一带的大陆坡上有一些岩礁与珊瑚岛，突立于坡面之上；大陆坡下部还有一些小的水道切割斜坡。在珠江口外的大陆坡上有一条北西—南东向、最大深度为 3300 米的深沟将北部大陆坡与海南岛南部大陆坡区分开来。

2. 海南岛南部大陆坡

海南岛南部大陆坡位于水深 150～1000 米之间，以 27.5‰的坡度与海南岛大陆架外缘相接。1000 米水深以下，为一宽度约 267 海里（493.95 公里）的海底高原；其外侧以 28.4～116.2‰的陡壁直接降到 3600 米的深海平原，例如，中沙群岛外侧有一个 50° 的陡坡，这种陡坡—海底高原—陡坡与深海平原相接的形式，使得这一带的大陆坡具有明显的阶梯状特征（图 1—1—5）。

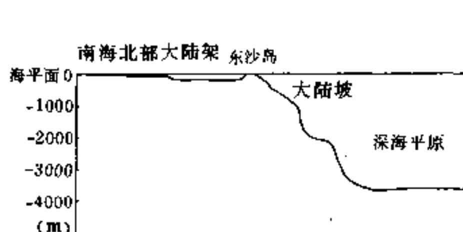


图 1—1—4　广东沿海（北纬 22°15′，东经 116°）至南海东北部（北纬 19°10′，东经 119°10′）海底地形剖面图（即图 1—1—3 中的 1—1—3.1 剖面）

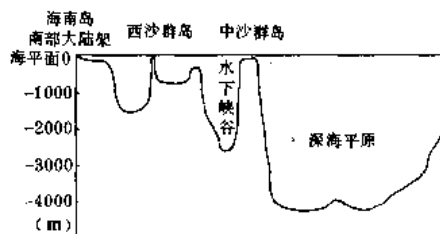


图 1—1—5　海南岛南部（北纬 18°11′，东经 109°48′）至南海东南部（北纬 12°32′，东经 118°40′）海底地形剖面图（即图 1—1—3 中 1—1—3.2 剖面）

海底高原及基底岩层与其内侧大陆架岩层一致，在高原东部的一系列岭脊上，发育了众多的珊瑚岛与浅滩，前者如中沙群岛与西沙群岛都是环礁，是沿着海底高原上的北东向构造脊而发育的。构造脊的基底岩层与邻接的大陆架基底岩层一致，是花岗岩或片麻岩。珊瑚岛内各环礁之间的水深不大，由数十米到200米，但中沙群岛与西沙群岛之间的海底高原下，有一条深度近1100米的深水道。在西沙群岛的西北和北部，有一条近东西向的狭窄海槽，长约230海里（425.5公里），西宽东窄〔西部宽7海里（12.9公里），东部宽3.2海里（5.9公里）〕，已与深海平原沟通。

3. 南部与东南部大陆坡

该大陆坡与海南岛南部大陆坡隔以深海平原，遥相对峙，也是阶梯状的大陆坡。在1800米水深线为一个呈北东—南西方向延展的海底高原，长约500海里（925公里），宽约180海里（333公里）。在高原的内外两侧皆为陡坡，并以海槽与大陆架相连。

海底高原的西南端接北巽他陆架（大纳土纳岛东北方的延长线上），自陆架外缘至海底高原顶部，大陆坡坡度为7.5‰，是单一的倾斜面。

在曾母暗沙一带，南沙群岛西南陆架外缘的大陆坡，坡度较陡，为16.3‰。

海底高原的东南部与巴拉望海槽相接。巴拉望海槽北东向长314海里（581.5公里），北西向宽25～37海里（46.2～68.5公里），槽底为一平原谷地，最大水深在巴拉克岛以西为3292米。海槽东南坡接沙巴陆架，自水深150米至2560米处的大陆坡坡度为35.6‰，而海槽的西北坡，接海底高原，其坡度为13‰。

海底高原外侧，大陆坡较陡，普遍以39.8～79.5‰的坡度急剧下降至深海平原（图1-1-6）。

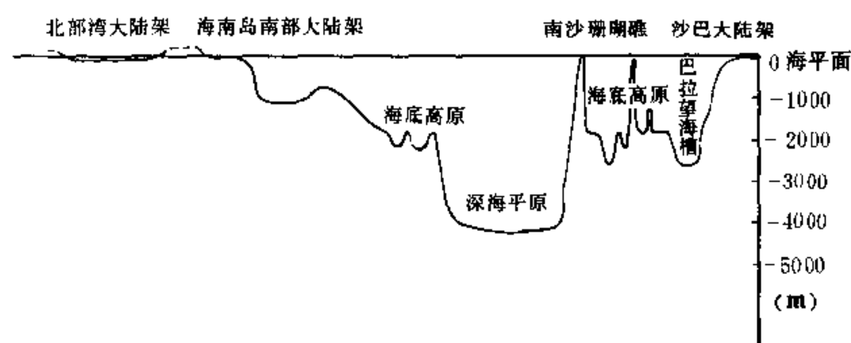


图1-1-6 由沙巴经南沙群岛、海南岛南部至北部湾海底地形剖面图

（即图1-1-3中的1-1-3.4剖面）

海底高原边缘水深1500～2000米，一般水深为1800多米，高原面上地形起伏极不规则，众多的珊瑚礁依附其上，且有一些大的谷地。我国的南沙群岛就位于海底高原上，它们有的是出露于海面的礁岛，有的是隐伏于水下的浅滩和暗礁，后者往往是沉溺于水下的环礁，并多呈北东—南西向拉长的椭圆形。

4. 东部大陆坡

东部大陆坡位于菲律宾群岛的外缘，大陆坡的特点有3:

①大陆坡范围狭窄而坡度较陡峻，大部分大陆坡的宽度很少超38海里（70.3公里）；一般坡度很陡，如西吕宋海槽和马尼拉海沟处坡度达170.8～119.3‰，其中坡度较缓的如巴拉望岛外缘的陆坡，坡度为17.7‰。

②大陆坡呈狭窄的阶梯状下降，坡麓分布着海槽或深海沟。如吕宋岛陆架外缘以林加延（仁牙因）湾为界，其北为深约3200米的北吕宋海槽，其南是长112.8海里（208.9公里）、宽29海里（53.6公里）、深约2400米的西吕宋海槽。海槽两侧有三列近于平行的南北向构造脊，由晚更新世至全新世时褶皱隆起的新生代沉积所构成，向北延伸可达我国台湾岛的南部。在构造脊内拦积了厚达1000～1500米的沉积层，致使槽底平坦，呈现为向西倾斜的平台并下降到大陆坡麓的马尼拉海沟。马尼拉海沟以与吕宋岛近于平行的方向从北纬16°向南延伸至北纬13°，海沟深度超过4800米，最深处在海沟的南端为5377米（图1－1－7）。

③大陆坡遭受到较多的水下峡谷的切割，一些大的水下峡谷皆穿越大陆坡而形成海峡通道，如巴拉巴克海峡、民都洛海峡、巴布延海峡以及巴士海峡等等。

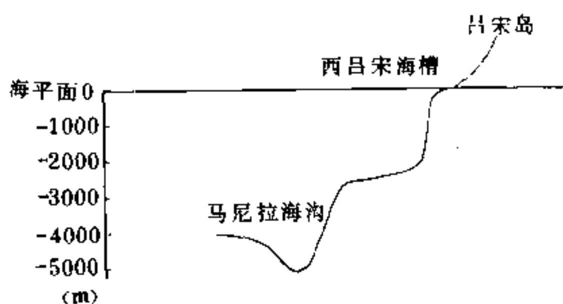


图 1－1－7 南海东部大陆坡海底地形剖面图
（即图1－1－3中的1－1－3.5剖面）

总起来看，南海的大陆坡是块断下沉的古陆架所组成的阶梯状大陆坡，正是由于这个原因，在阶梯状大陆坡的海底高原上，还保留着当时形成于大陆架上的石油和天然气矿藏，所以大陆坡上的油气资源潜力是很大的。南海东部大陆坡呈狭窄的阶梯状下降，在坡麓分布着海槽和海沟。大陆坡的这些特点都与南海海盆的形成有着密切的关系。

三、南海中央海盆

南海中央海盆界于我国台湾岛以南与中沙群岛和南沙群岛大陆坡之间，约位于北纬10°～21°，东经111°～122°，轮廓为一斜菱形，其长轴为北东—南西向，长约1500公里，最宽达700公里。大部分水深在3600米以下。由于底部平坦，可视为一深海平原。平原自北向南倾斜，海盆北部较浅，水深约3400米；南部较深为4200米，有的可达4400米以上。

深海平原的中部，分布着一些孤立的海山，它们是由海底火山喷发形成的，表现为孤立的锥体或几个火山锥的结合体。这些火山高出深海平原500～900米，有的甚至1500～3500米，其中最高的突起在深海平原之上3904.15米，而大部分海山尚未达到海面。

深海平原的东北端与西南端是两个充填着沉积物的深水谷地，谷地出口与各水下峡谷的末端一样，堆积着海底扇，这些堆积体有的已隆起成为北东向的小型山脊。

深海平原的沉积为含球房虫、放射虫与火山灰的粘土质软泥，在深海沉积中还发现有锰结核。

第三节 气 候 概 况

一、气温

南海位于赤道和北纬23°之间，因其纬度偏低，除大陆沿岸海域外，其他地区受大陆气候影响较小，属热带海洋性气候。气温：1月为18℃左右，4月为20～28℃；7月为28℃左右；10月为24～27℃。年温差在南部海面为2℃左右，北部也只有12℃左右。在南海北部，根据历年统计资料，北部湾海域（1956～1982年）年平均气温23℃，最高35.4℃；莺

歌海海域（1956～1975年）年平均气温26.2℃，最高35～38℃；珠江口海域（1958～1975年）年平均气温22.5℃，最高35.7℃。

二、风

南海海域辽阔，各地区盛行风向有所不同。北部湾9月为季风交替时期，风向多变。10月到翌年3月多为东北风，平均风速4～8米／秒，其中12月到翌年2月冬季风最盛，冷空气南侵势力也强，东北风和北风频率都在50%左右，平均风速7～10米／秒。3～4月首先在海湾的南部出现偏南风，北部相继于5月出现偏南风，6月开始则整个海湾吹偏南风，并持续到8月，平均风速4～7米／秒。

在北纬20°以北的其他南海海域，9月到翌年4月东北风频率为30～40%，以12月到翌年1月最多，达50～60%，平均风速9米／秒。5月东风和东北风频率各占20%，平均风速6～7米／秒。

北纬10°～20°之间，10月到翌年4月东北风频率为30～40%，12月到翌年1月最多，在70%以上，平均风速10米／秒。其他月份为5～8米／秒。5月偏东风与东风频率相差不多，6～8月吹偏南风，北纬15°以南盛行西南风，北纬15°以北盛行南风，平均风速5～6米／秒。

北纬10°以南，10月为过渡月份，北纬5°～10°盛行风向不明显，东北风和西风较多，北纬5°以南偏南风占优势。11月份开始，北纬10°以南盛行东北风，一直持续到次年4月，以1、2月最盛，东北风和北风频率达80%，月平均风速6～9米／秒，其余月份为3～8米／秒。5月开始吹偏南风，特别在北纬5°以南，南风和西南风超过45%；但北纬5°以北风向多变，以西南风和东风较多。6～9月北纬5°以南的南风和西南风高达90%以上，北纬5°以北的西南风和西风合计也达70%。

南海海面，特别是南海的中南部海面，几乎全年都可发生阵性大风❶。但最常见的还是盛夏西南季风时期，尤其是在热带复合带上。阵性大风发作的最频位置从南沙群岛以南移至台湾省以南和吕宋岛以西的海面上，风力一般可达6～7级，最大可达9级，并伴有雷暴和阵雨。

台风是发生在热带洋面上的热带气旋，一般以中心附近地面最大平均风速划分为强台风（>12级）、台风（8～11级）和热带低压（6～7级）三类。

台风发展的地区主要在关岛附近、菲律宾以东和琉球群岛以南洋面。南海的西沙群岛附近也常有台风发展。台风发展的地区随季节也有变动。盛夏季节主要在南海北部和中部、琉球群岛以南台湾省以东洋面。秋季和春季一般在南海中部、南部和菲律宾东侧洋面上。

根据1949～1979年台风资料统计，31年中，南海出现的台风和热带低压总数为445个（指生成于南海和从西太平洋进入南海的台风和热带低压），平均每年14.4个，年最多22个（1970年），年最少7个（1976年），其中强台风168个，占南海台风总数的38%，平均每年5.4个；台风151个，占总数的34%，平均每年4.9个；热带低压126个，占28%，平均每年4.1个。

全年各月都有台风影响南海，以6～11月为盛期，占全年台风总数的88%，8～9月平均最多，占全年总数的42%。

影响我国的台风，80%在华南登陆。根据1949～1969年的统计，在我国登陆的台风共

❶指6级以上的风。

有178次，其中强台风85次，平均每年3.4次，以7～9月登陆的最多。在我国整个沿海地区，除河北和天津市外，都有台风登陆的记录，尤以广东省最多，占全国登陆台风总数的44.8%，其次为台湾省（占24.7%），再次为福建省（占19.1%）。

台风登陆的路径是随季节而变化的。大体是5月在汕头以南、6月在整个华南沿海（特别是粤西沿海）、7月在华南北部沿海、8月返回华南沿海，11月仅限于汕头以南、12月除台湾省偶有台风侵袭外，华南沿海基本无台风登陆。华南沿海受台风影响的时间最长，所以5～11月份可称为南海和华南的台风季节，也是南海气候的一个重要特点。

台风是一种灾害性的天气，破坏性很大，对在海上进行石油勘探开发作业的人员、设备的安全都有威胁，因此，要有应急措施，不能麻痹大意。如1983年10月25日在海南岛南面海域美国阿科公司合同区块乐东30–1–1井作业的“爪哇海号”钻井船曾发生过因台风袭击而翻沉的事故，死亡81人，这是很大的海难事件，血的教训值得记取。

三、云、雾与降水

南海年平均总云量约6成，8月份云量最多，达7成左右，南海南部4月份为全年云量最少时期，不足4成，但西沙群岛以北，云量比南部要多。

南海北部1～4月的低云以层积云为主，云层稳定，有时伴有小雨。5～9月以积状云为主，在沿岸地区每日午后发展旺盛，海上则多见于夜间，云层极不稳定，有雷电出现。10～12月多为天高云淡的好天气。

南海的雾季在3、4月间，尔后渐少，且逐步北移。一般海雾多出现于早晨或夜间，中午较少，而且也随地区和季节不同稍有差异。

海区能见度良好，大于10公里能见度的出现频率各月均在95%以上，小于1公里恶劣能见度频率年平均仅为0.3%，小于4公里低能见度在2～3月出现频率为1～2%，其余月份在1%以下。影响能见度的主要因素是降水、雾和低云。

南海属热带海洋，降水以阵雨为主。1月由于盛行东北风，位于迎风面的南海西部海区降水增多，而处于背风面的海区如南海东部及泰国湾则降水偏少。4、5月因季风转换，降水的分布也发生相应的变化，南海东部的少雨区逐渐消失。夏季，南海盛行西南风，南海东部处于迎风面，降水增多，最大频率达30%以上，6～9月一直维持在20%左右。

第四节　水文概况

一、海流

南海是比较封闭的海盆，具有热带深海水文特征，其海流系统主要受季风环流的支配，带有漂流的性质。夏季盛行西南风，冬季盛行东北风，风向与海盆长轴方向基本一致。因此，南海表面环流的路径、方向和强度，均随季节交替而改变。西南季风期间全区为东北流。东北季风期间南海大部分区域为西南流。但在南海北部（北纬18°以北）区域，出现西南流—东北流—西南流相间分布的复杂情况。

5、6月份，随着西南季风的兴起，漂流开始形成，8月份达到鼎盛时期，越南外海的海流最强，流速增至1节❶以上，流量达3×10^6米^3/秒。这时的南海漂流大部分经巴士海峡

❶节为速度单位，1节＝0.51444米/秒。

汇入黑潮❶主流，一小部分经台湾海峡北上进入东海。另外分出一支在越南中部外海伸入北部湾。9月份为季风交替过渡期，风向多变，海流流向紊乱。至10月，开始为东北季风所控制。这个时期，一部分黑潮经巴士海峡进入南海北部与来自台湾海峡的东海沿岸流汇合，然后连同广东沿岸流一起流向西南。同夏季一样，南海冬季漂流也在西部海区强化，在越南沿岸形成强流区，流速可达2节以上，最大流量约达 5×10^3 米^3／秒。此时如爪哇海风向尚未改变，仍然吹东南风，则南下漂流的主体不能东进，只好折向东北，这样在南海就建立了一个气旋式的环流系统。到了12月，爪哇海风场改变,南流主流可以东出爪哇海。但在此时，南海东部又有一支来自苏禄海的海流，流向西北，然后注入主流，加入这个气旋式的环流系统。

南海的两大海湾——泰国湾和北部湾的环流性质与其他区域不同，终年为气旋式循环，方向不随季风改变。泰国湾的流速一般为0.3～0.8节，冬季较夏季稍强。北部湾的流速夏季为0.2～0.4节，冬季略强，为0.2～0.6节，在琼州海峡和岛屿附近的海流最强，流速可达1节以上。

二、水团

水团是指形成于某一源地的物理化学性质相对均匀、变化趋势及运动状况基本相同的水体。

南海具有外海水团和沿岸水团两类最基本的水团。

南海的外海水团是太平洋水团进入南海后变性而形成的，主要分布在南海海盆区。在垂直方向上也可分成与太平洋水团相应的四个水层，即南海表层水、南海次表层水、南海中层水和南海深层水。

南海表层水是垂直分布均匀的高温水，平均厚度约50米，温度和盐度的变化范围分别为22～31℃和32.5～34.5‰。南海次表层水位于南海表层水之下，厚度约200米，具有高盐特征，平均盐度不小于34.5‰。南海次表层水的温度随深度而降低很快，垂直变化范围在13～24℃之间。南海中层水在次表层水之下，垂直延深可达千米深处。它是一个低盐水层，以具有盐度极小值为特征，盐度极小值见于400～500米水深，并在600米水深处有一个最低含氧层。南海深层水位于南海海盆的深处，是由进入南海海盆的太平洋深层水变性而成，其温度低于4℃，盐度在34.5～34.8‰之间。

沿岸水团主要是大陆河川径流入海后与海水混合、冲淡而形成的水团。这种水团分布于整个大陆近岸。扩展的范围取决于入海径流量的多寡、沿岸浅水区域的大小和气候条件以及外海水团势力的消长而定。其特点是盐度值低，水平梯度大，温度、盐度的季节变化大。

南海北部沿岸水，可分为广东沿岸水和北部湾沿岸水。

广东沿岸水为珠江、韩江及粤西各河入海淡水与海水混合而成，分布在雷州半岛至汕头附近水深40米的浅水区，其外侧是南海外海水团，东北部与闽台沿岸水相接。此沿岸水的消长与河川入海径流以及南海环流有密切关系。

北部湾沿岸水分布在雷州半岛至越南北部一带。沿岸江河，特别是红河的入海径流对它的消长影响甚大。其主要水文特征是盐度低，一般小于32.5‰，河口附近低于30‰，盐度梯度甚大。而温度的垂直分布终年均匀，但季节变化大，冬季最低温度为15℃左右，夏季最高温度在29.5℃上下。

❶黑潮又称"日本暖流"，为赤道海流在菲律宾群岛东岸向北转向而成。其海水呈蓝黑色，故名。

三、海浪

海浪通常包括风浪和涌浪。

南海水域辽阔，风向稳定，有利于海浪的充分成长，故多大浪大涌，而以涌浪为多，风浪一般多为3～4级（波高0.8～1.9米），秋、冬季为4～5级（波高1.3～3.4米），且常有5级和6级风浪（波高3.5～6.0米）出现。风浪分布：北部湾和北部沿海以及近赤道海面风浪较小，东北部和中部海区风浪较大，如冬季风时期，东北部平均波高都在2.0米以上。台风入侵时出现8级（波高8.6～11米）狂涛或9级（波高大于11米）怒涛。

南海的涌浪以东北部为最多，且最大，常为3～4级涌浪（波高0.8～1.9米），冬季风时期涌浪高可达4级。

四、潮汐和潮流

中国近海的潮汐主要是因太平洋的潮波传入而产生的。南海的潮汐主要是受从巴士海峡入侵的太平洋潮波所支配。

南海的潮汐性质、分布错综复杂，由于潮汐共振的影响，使绝大部分区域全日潮的振幅明显大于半日潮的振幅，所以南海以全日潮为主，只是在巴士海峡附近、广东沿岸、越南中部及南部沿岸、马来半岛南端及加里曼丹岛西北沿岸等几个不大的区域，间或有几个非正规半日潮区出现。北部湾、泰国湾、吕宋岛西岸中部、加里曼丹的米里沿岸海区皆为正规全日潮区。广阔的南海中部海区以及上述的非正规半日潮区与正规全日潮区之间的区域，均为非正规全日潮区。

南海的潮差比较小。在广阔的中部海区，吕宋岛西岸及越南中部沿岸的潮差在2米以下；在广东近岸，受大陆架的影响潮波振幅有所增加，潮差略大，其中粤西沿岸如湛江港和北部湾的潮差更大，位于北部湾湾顶的北海港是南海潮差最大的区域。

南海的潮流最弱，绝大部分区域的最大潮流速度小于1节，粤西沿岸、北部湾等强潮流区的最大潮流也不过2节左右。但一些海峡水道的潮流很大，如琼州海峡中部最大潮流可达5节以上。

五、海水的温度和盐度

南海，由于海面辽阔，深度大，且与太平洋海水交换频繁，故其水温具有明显的热带深海的特征——终年温度高、季节变化小。在冬季，海区北端最低水温仍在16℃以上；海盆深水区，表层水温可达26℃左右，而南部大陆架区更高，可达28℃以上。夏季，南海表层水温均在28℃以上，且分布非常均匀，只是在海南岛东部、粤东以及越南沿岸等区域，存在着几个范围不大的低温区。南海的深海盆区，水温的空间分布与太平洋水极为相似。海盆区200米以上，温度具有季节变化，垂直梯度大；200～1000米水层，温度随深度的增加而均匀递减，再往下则为南海深层水，温度结构较均匀，水温约4℃左右。南海深层最低水温约2℃，出现在3000米深处，3000米以深则为典型的海盆水，水温随深度略有回升。

沿岸海区多为江河径流形成的低盐水系所控制；外海则主要是来自太平洋的高盐水系。南海盐度的分布，有近岸低，外海高；表层低、深层高的特点；受季节影响明显。南海的盐度较高，平均约34‰，沿大陆架近岸海域略低，为31～32‰。

第五节 南 海 诸 岛

岛屿，可分为大陆岛和海洋岛两大类，其形成和发展与大陆地质构造和地形演变密切相关的属大陆岛，按成因和物质组成差异，又可将它分为基岩岛和冲积岛；其形成和发展与大陆无直接联系，是在海洋中单独生成的，称为海洋岛，按物质组成和成因差异，又可分为火山岛和珊瑚岛。这两类岛屿在南海都有存在。

海南岛是南海北部最大的岛，面积为34377平方公里，也是面积仅次于我国台湾岛的第二大岛。它是一个基岩岛，在地质构造上与大陆关系密切。岛的中部和南部是花岗岩形成的块状山脉。琼北和隔琼州海峡相望的雷洲半岛为玄武岩台地，地势平坦，起伏较缓。从第三纪末至第四纪初，这个地区的火山活动较强烈，其上分布有几十个突起的火山锥。

琼北和雷州地区，1月平均气温为15～18℃，极端最低气温为2～5℃，全年基本无霜，但偶有奇寒。海南岛中部和南部山区，1月平均气温为17～20℃，除山地以外最低气温也在5℃以上，雨量丰沛，但东湿西干。海南岛南部是我国水稻冬繁育种基地，东南部是我国栽培热带作物的重要基地，橡胶、胡椒、咖啡等热带作物园大面积连片分布。

在广东、广西沿海，还分布着一些岛屿，如珠江口的万山群岛、担杆列岛；雷州半岛附近的东海岛、南三岛、硇洲岛、新寮岛、涠洲岛和斜阳岛等。其中东海岛面积达317平方公里，列在崇明岛和舟山岛之后，为我国第五大岛。

南海水域辽阔，散布着我国200多个岛、屿、礁、滩。南海诸岛主要是指我国南海中的海洋性岛屿，如东沙、西沙、中沙和南沙四组群岛。

东沙群岛由东沙岛和附近几个珊瑚暗礁、暗滩组成。东沙岛发育于东沙环礁礁盘西部，是东沙群岛唯一的岛屿。

西沙群岛由30多个沙岛、礁岛、沙洲和礁滩组成，其中以沙岛为主，礁滩次之，礁岛最少。以东经112°05′为界可分为东北部的宣德群岛和西南部的永乐群岛。沙岛是由白色珊瑚贝壳沙堆积在礁平台上形成的，一般是四周高，中间低（绝大多数是干涸的泻湖）。宣德群岛中的永兴岛就是一个面积最大的沙岛，有1.85平方公里，高5米。永乐群岛的珊瑚岛海拔10米，是沙岛中较高的一座。

中沙群岛在西沙群岛的东南部，由20多个暗沙和暗滩组成，一般距海面深度为10～20米，除黄岩岛外，绝大多数未露出水面。

南沙群岛由100多座沙岛、礁岛、沙洲、礁滩等组成，散布面积很广，最南的曾母暗沙在北纬4°附近，是我国最南的珊瑚礁。太平岛是南沙群岛中最大的一座，面积0.43平方公里，高出海面7.6米，退潮时环岛礁盘露出宽300～500米的珊瑚沙。

南海诸岛的大部分地区年温差小，终年皆夏。如西沙永兴岛的年平均气温为26.4℃，年较差为6.1℃，极端最低气温为15.3℃（1965年1月2日），年降水量1509.8毫米，最大日降水量612.2毫米（1967年7月31日），风力强大，蒸发旺盛。南沙太平岛年平均气温27.5℃，年较差2.7℃，年降雨量1862毫米，最大日降水量157毫米，风力比西沙、东沙小。

南海诸岛上最初的植物种子是由鸟、风、海水传播而来，属于极端盐生类型，如紫草科的银色滨紫等旱生肉质植物。后来虽然经过一系列的演变，但今天的植物仍属于肉质耐旱植物范围。南海诸岛中最触目的栽培植物是椰子、番木瓜、菠萝等。

西沙群岛的红脚鲣鸟和褐鲣鸟，在地面上产有大量的鸟粪。在高温多雨情况下，鸟粪迅速分解，释放出大量的磷酸盐向下淋溶，与珊瑚贝壳沙中的钙质结合，形成了鸟粪磷矿。这种磷矿在南沙群岛也有所见。

散布在浩瀚南海中的南海诸岛，仿佛是大沙漠中的绿洲。除海鸟以此为栖息地外，海龟、玳瑁、珊瑚类、鱼类、贝类、虾蟹类、海参类以及海藻类等大量繁殖，构成了珊瑚岛特殊的生态系统，在资源的开发和科学研究上，都具有重要意义。

在我国的交通、国防和资源开发上，南海诸岛都居有十分重要的地位。

第二章 勘探历程

南海是世界上最大的边缘海之一，早在50年代就已引起我国石油地质学家和国际石油界人士的高度重视，曾有人推断南海蕴藏着丰富的油气资源，将是世界海上四大油气区之一。经数年工作后证实，南海有十多个第三纪盆地（图1-2-1）。但是"下海找油"毕竟不是一件轻而易举的事，它需要有海洋物探、钻探和采油等一系列先进的装备、高超的技术和巨额的投资。所有这些，在50年代初期，世界上只有少数发达国家所拥有，加上当时国际形势动荡，以致只在近海的少数地区有探索性调查。六七十年代，我国首先在南海北部大陆架进行了航空勘测、地震、磁力、重力等综合性地球物理初步调查；在海南岛近海油气苗区，进行了浅井钻探；在北部湾涠洲岛及西沙群岛，进行了基准井钻探。70年代末，在区域地质综合研究的基础上，从不同的"二级构造带"油藏类型着眼，在南海北部大陆架开展了区域钻探：石油工业部南海石油勘探指挥部，在北部湾盆地、莺歌海盆地共钻了海上探井12口，发现油气的成功率很高，达75%，地质部在珠江口盆地海上钻探井5口，成功率也高达40%。通过短短二年多时间的区域钻探，已揭示了南海北部大陆架含油气的良好前景。

与此同时，亚洲其他一些国家及远东经济委员会等国际组织，也先后在南海海域做了一些分散的、探索性的海上重磁力、地震、地热、海底取样工作。马来西亚、文莱、菲律宾、越南等国同国际石油公司合作，开展了大规模石油勘探开发，并取得显著成效。仅在曾母暗沙—沙巴盆地，就新发现了巴兰、西卢通、巴罗尼亚等十多个油田。据统计，西南大陆架及邻区，1960年海上石油日产量为19万桶，1979年已增至58万桶，这些油气都是产自上第三系中—上新统。

1979年以来，根据中国共产党十一届三中全会的对外开放政策，展开了海洋石油勘探对外合作。经国务院批准，中国海洋石油总公司与外国12家石油公司签订了南海北部大陆架33.19万平方公里海域的六个地球物理勘探协议。参与这项工作的有英、美、法、日等12个国家的38家石油公司，先后动用了12条当代先进的数字地震船投入工作，只用了一年多时间就完成了野外资料采集及大型计算机处理工作。随后开展综合研究，1981年中外双方均提出了综合评价报告，为进一步对外招标合作勘探提供了重要依据。

自1980年5月29日同法国道尔石油公司签订了在北部湾东北海域合作勘探开发的第一个双风险合同以来，至1988年底已签订了27个合同。

截至1988年底，在南海共完成数字地震剖面122025公里（其中自营19253公里），钻探井160口（其中自营井9口44974米）。发现各类圈闭371个（截止1985年底），钻探了其中的98个，在28个中发现了工业油气流。共发现了流花11-1、惠州21-1、惠州26-1、西江24-3、陆丰13-1、涠10-3、涠11-4、涠11-4北和崖13-1等9个油气田以及文昌19-1、文昌9-2、惠州33-1、惠州27-1、西江24-1、恩平18-1、涠12-3、涠11-1、乌石16-1和自营的涠6-1等含油气构造。其中流花11-1和崖13-1都是地质储量达亿吨级的大型油气田。

同时，相应地对于南海北部的地质结构、发展历史、构造区划、相带分布、生储盖组合、油气分布规律以及资源量的定量评价都有了比较深入的认识，为进一步开展该区的勘探

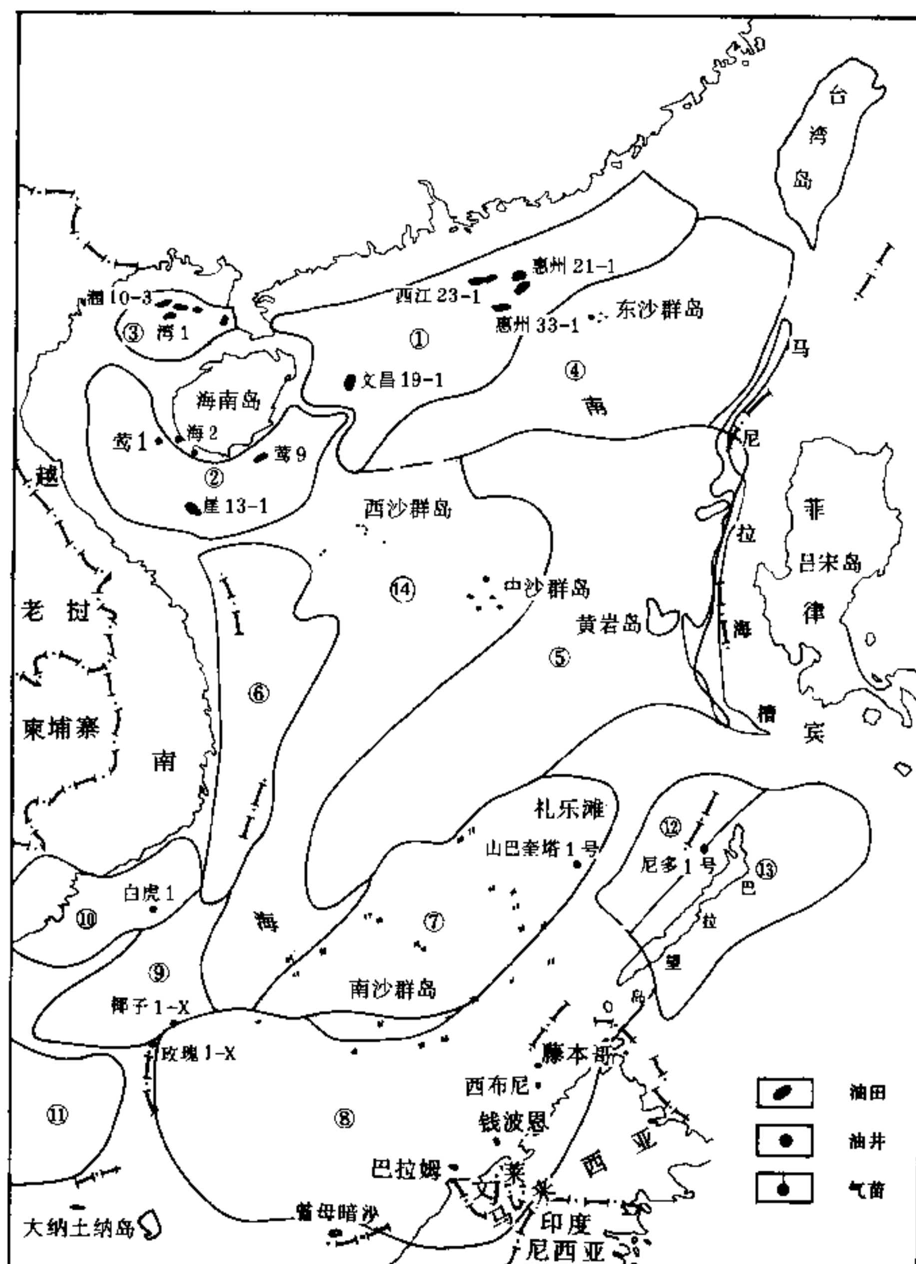


图 1-2-1　南海海域第三纪盆地分布图

①—珠江口盆地；②—莺歌海盆地；③—北部湾盆地；④—东沙坳陷；⑤—南海中央盆地；⑥—中建西盆地；⑦—太平—礼乐滩盆地；⑧—曾母暗沙—沙巴盆地；⑨—西贡盆地；⑩—湄公盆地；⑪—泰国湾—马来亚盆地；⑫—巴拉望西北盆地；⑬—巴拉望东南盆地；⑭—西沙隆起

开发工作提供了可靠的依据。

1987 年 10～11 月，我国“海洋四号”科学考察船进行了曾母暗沙—巴沙盆地的概查和区域长剖面调查，共完成地震、海洋重力和磁力以及水深测量各 6000 余公里，获得大量宝贵资料。

此外，马来西亚、文莱等国与外国合作，在马来亚盆地、沙巴盆地开展大规模石油勘探，

获得100多个油气构造，1982年日产原油近10万桶。沙捞越截至1983年已有21个油气田投入开发。菲律宾在我国南沙群岛礼乐滩第三系砂岩中发现天然气，日产130万立方米，1978年以来在巴拉望岛西北海域获得5个油气田。1987年海上日产油8500桶。越南统一后与外国公司合作勘探海上石油，1988年底年产油已达34万吨。另据报导，证实了白虎油田探明储量3亿吨，预计1989年年产300万吨。另外，在白虎油田邻近发现了飞龙油田，可一并开发。1988年发现的大熊油田，据称比白虎油田还大。

综上所述，南海海域确实具有巨大的油气潜力。尚有许多工作留待以后进行。

现将北部海域已经进行的工作，按北部海域探索调查、南海大陆架油气勘探和我国对外合作石油勘探开发三个阶段分别详记于后。

第一节　北部海域探索调查

一、国内石油系统对南海的考察

1957年，石油工业部首次派员调查了海南岛南端莺歌海村水道口浅海中成带分布的油气苗，证实油气苗自海底深部上第三系沿断裂缓缓上升形成。同年，广东石油管理局进行了沿岸地质调查，核实乐东县佛罗村至三亚一带近岸有36处油气苗，编制了20万分之一油气苗分布图。

1960年，广东省石油管理局在水道口外1号油苗附近用木制驳船安装冲击钻机，冒着很大的风险在海上钻成了两口浅井以追踪油气苗，在井深26米、21米疏松砂层井段捞获了150公斤原油。

1963年4月，石油工业部为了开展华南五省及南海石油勘探工作，在茂名油页岩公司成立了地质处。同年12月即深入北部湾腹地，用登陆艇载运B_3—1000米钻机登上了涠洲岛开展钻探，至1964年2月11日钻穿第三系后进入石炭系17.4米，于井深1164.42米完钻。这就是当时海上钻穿第三系进入基岩的唯一基准井，对在海上进行石油勘探、综合石油地质研究，起了十分重要的作用。1964年，茂名油页岩公司地质处，用单次纪录、炸药震源、六分仪定位的地震剖面法，自海南岛三亚近海沿莺歌海油气苗带至临高角做了1000公里地震测线。地震解释结果发现油气苗带附近有小型鼻状构造，有一个小型的新村背斜存在，且油苗的集中带与背斜轴线附近的裂缝有关。为了进一步掌握莺歌海油气苗的油源和深部地层的含油性，在上述地震成果的基础上，定出海1、2、3号三口浅井。1984年至1985年3月，用我国自己设计、广州造船厂制造的“中国第一代沉垫式钻井船”，即以两个500吨打捞浮筒为基础，上接导管架平台，安装一部B_3—1000钻机。就是用这种钻井装置，在水深15～17米、阵风10级、距岸1.5～4公里的海上，出乎人们的意料，竟然连续安全地钻成3口探井（井深143.09～388米），总进尺825米。当时，初出茅庐的海上钻井队能有这样的成功，曾轰动一时，并在海2井井深35～52.5米的上第三系中捞获凝固点-44℃的原油10公斤。经地质综合分析，认为莺歌海油气苗源自盆地深部上第三系海相生油岩，莺歌海盆地具有良好的油气前景。

二、国际石油科学组织对南海的考察

1961～1966年，美国大地测量局“先锋号”等勘探船在南海北纬3°～25°、东经105°～122°的海区，进行了海洋地质、地球物理取样共734个。调查结果主要有：

①在南海整个深水地区的所有沉积物中都发现了锰结核体。

②在南海1000～2000米深度之间出现大量由珊瑚碎屑构成的礁岩台地。在靠近大陆架的许多大台地边缘有陆源泥出现。

③从北部30°到北部湾地区的中国大陆架上为冲积的碎屑沉积物质，在大陆架外侧向海一边的沉积物是残余粗砂沉积带。

④对南海海底沉积物凝聚特性进行了定位测量，测量结果：陆架浅水处的泥和泥砂的剪切力一般在0.33～3.3磅／英寸^{2}（2288.6～22886帕），陆坡和盆地的沉积物为0.22～3.2磅／英寸^{2}（1596～22205帕），盆地大部分红粘土的剪切力不到3磅／英寸^{2}（20818帕）。

1960～1967年苏联科学院"勇士号"考察船，对南海进行了六个航次的地质及地球物理调查。根据测深资料编绘了南海自然地理图（图1—2—2）及其他附件，形象地反映了海底的自然景观。

1967年9月至1968年2月，美国物探船"S.玛丽亚号"、"鲁斯安号"在南海北纬11°30′以北至台湾岛之间，即珠江口外的陆架边缘进行了包括地震反射在内的调查。调查项目有：声速测量、测深、电火花地震和地磁测量，共取得地震剖面19500公里，磁测剖面1万多公里。调查结果认为，台湾岛与海南岛之间的大陆架是石油远景区，海南岛以东地区，需要更多的海上地震测线才可作出含油性评价。

磁异常值在南海海盆的南部、西部和东北部较低，推测是磁性基底埋深很大引起的。吕宋岛西侧海域中的异常较大，可能是海底火山的反映，磁异常与地形、构造对应关系较为明显。

地震测量表明，南海盆地中有三组地层，即声波基底、变形前沉积和变形后沉积（图1—2—3和1—2—4）。

声波基底——大部分由火山岩构成，即通称太平洋基底或层2，在局部地区中，声波基底还包括块状珊瑚礁和古老的已被褶皱的沉积岩。盆地南部的声波基底，已于白垩纪晚期准平原化。

变形前沉积——这套沉积可能为下第三系，覆于声波基底之上。继承了基底的波状构造形态，形成了一系列北东—南西向的脊。

变形后沉积——可能为上第三系到近代的沉积，其成因多半解释为浊流沉积。它们是在构造运动基本停止后沉积的，多分布在陆架的槽地和中央盆地中，其地形较声波基底出露区的地形平坦。

如上所述，南海海盆的"声波"基底准平原化发生于晚白垩世晚期，然后于"声波"基底上沉积了下第三系，并于晚第三纪发生了褶皱运动，基底与下第三系同时褶皱形成了一系列北东—南西向的海底脊。当构造运动基本停止后，又沉积了上第三系。而南海盆地东侧的褶皱和隆起作用则一直持续到现在。

在台湾岛和海南岛之间的大陆架下面的边缘槽地内，可能有很厚的晚第三纪沉积，而位于我国大陆架外缘和横穿南海盆地的海底脊的含油可能性则更大。

1967年，美国海洋局根据亚洲近海地区矿产资源联合勘探协作委员会（CCOP）计划，在越南岘港和我国西沙群岛之间，进行了两条航空磁测线。调查结果表明，在越南东岸大陆架之下有一个延伸到西沙群岛和中沙群岛浅滩地区的较深的盆地。

1969年6～8月，美国"亨特号"调查船，根据"联合国亚洲和远东石油经济委员会海洋资源调查计划"，在泰国湾和南海南部北纬14°以南海域用3万焦耳电火花作震源，进行了连续地震反射剖面测量和用核子旋进式磁力仪对磁场进行了测量，测线总长16000公里，剖

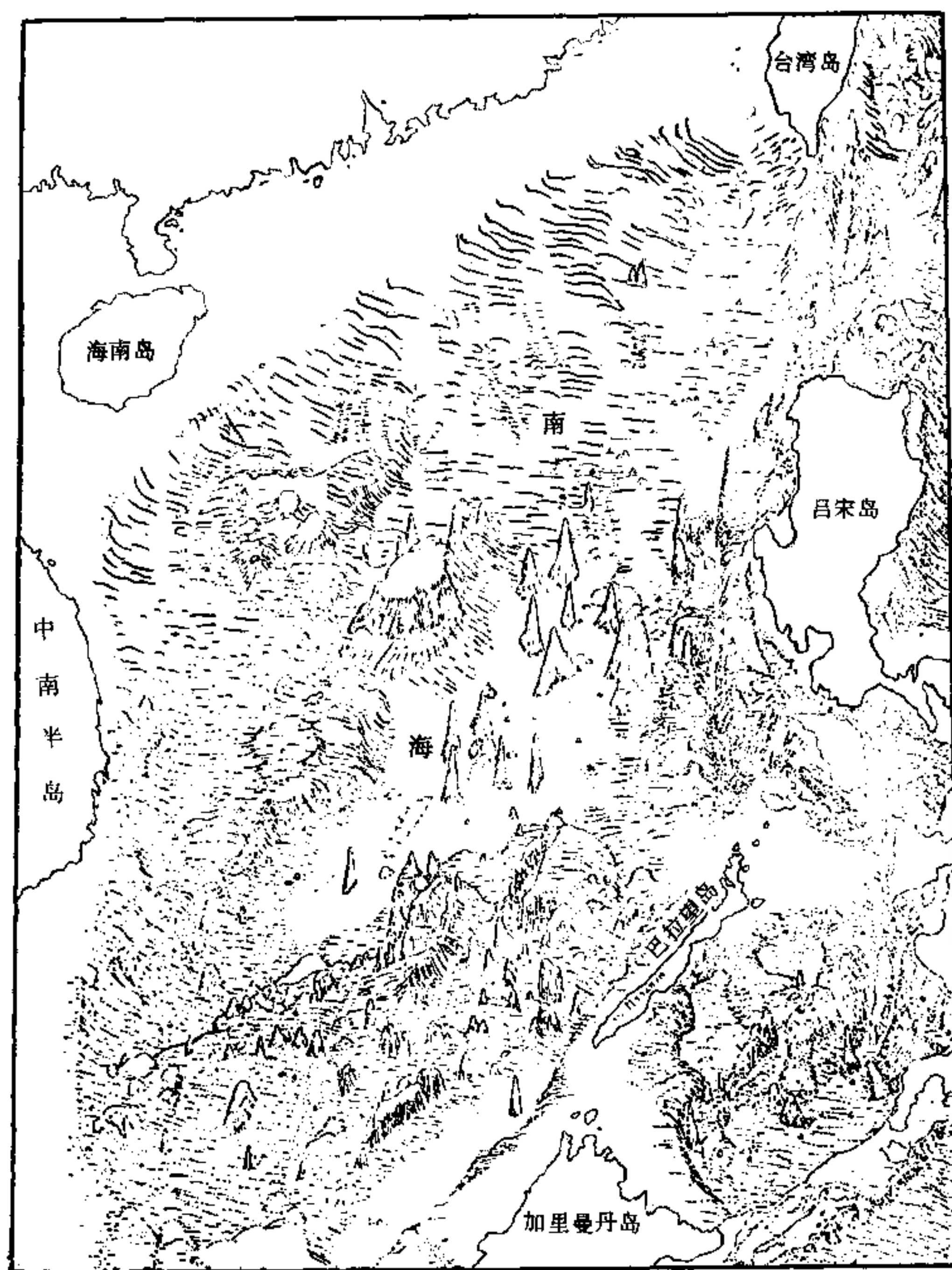


图 1–2–2　南海自然地理图（据国家测绘总局 1978 年 12 月出版的图编绘）

面位置见图 1–2–5。调查结果：

①北巽他陆架存在三个大的沉积盆地，它们是泰国湾盆地、湄公盆地和文莱—西贡盆地。

②巽他陆架东北部的大陆坡之外为一个深海平原，即南海中央盆地，同时还分布着一个宽阔而较为平坦的深海高原，即南沙地区。

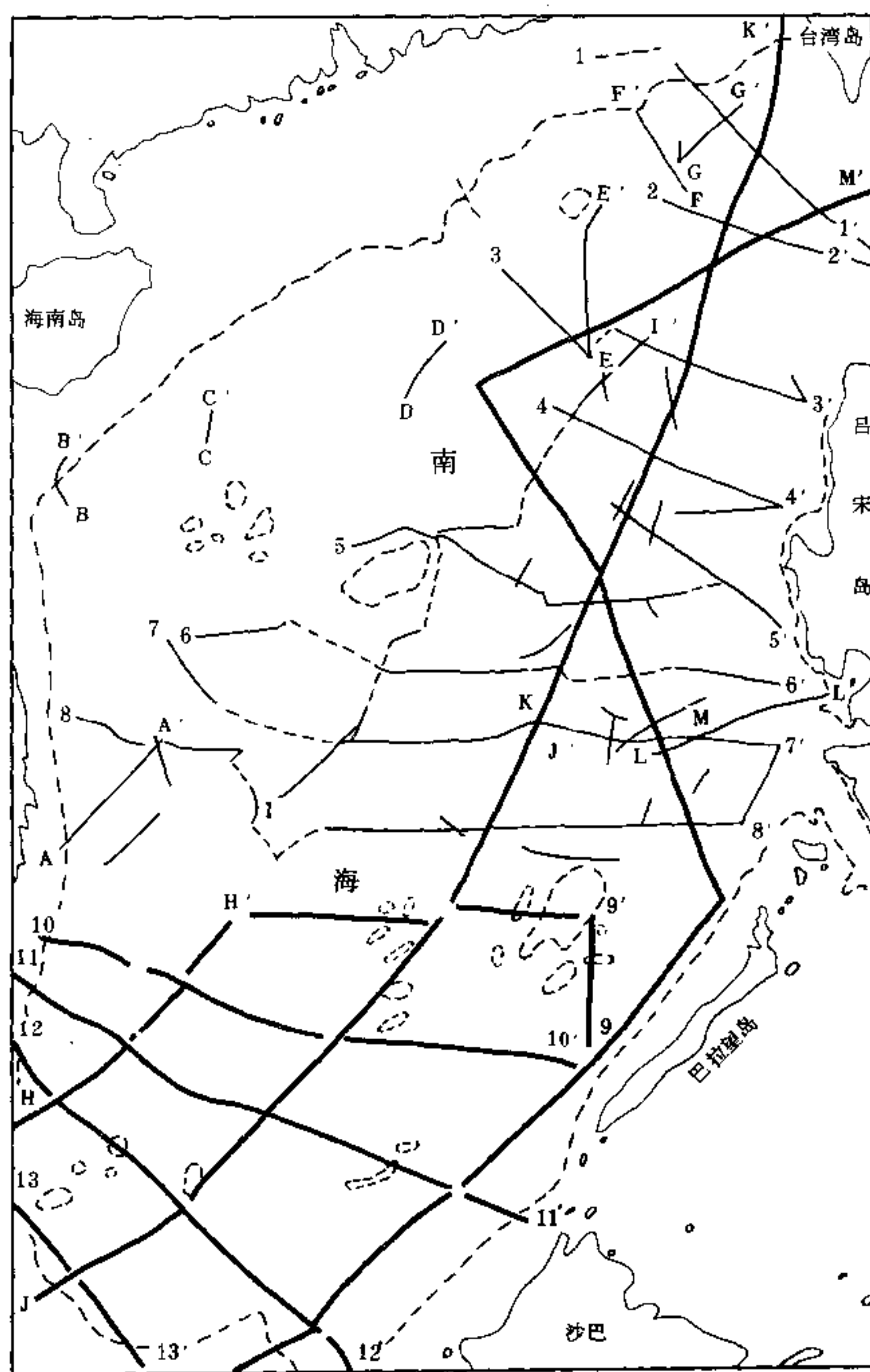


图 1-2-3　南海地震测线位置示意图

粗线为"亨特号"船所做，细线为"鲁斯安号"船所做

南海海盆开始形成的时代可能是在晚白垩世—第三纪早期之间。

③南海盆地的南部（北纬 8° 以南）出现非常宽的低磁力异常（小于 50 伽马）或完全没有异常，平滑的磁异常可能反映着磁场极性恒定的、长期内的海底扩张。

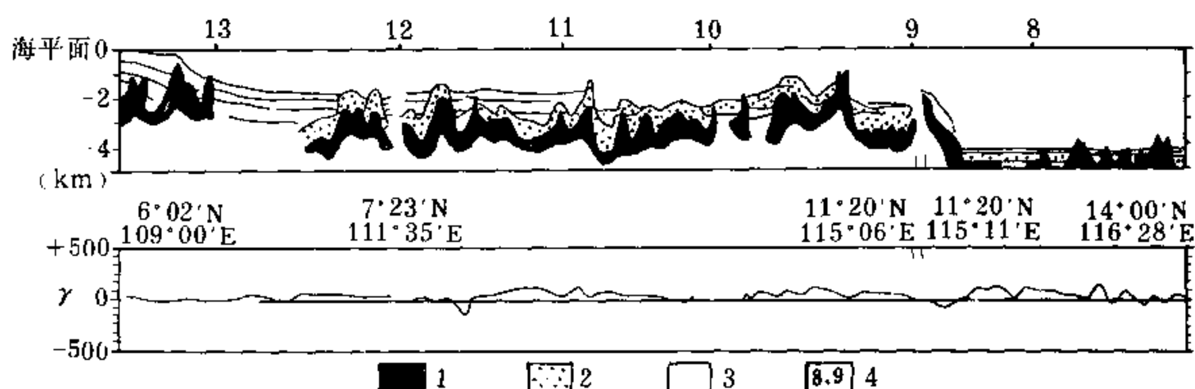


图 1-2-4 地震反射及磁异常解释剖面

1—声波基底；2—变形前沉积；3—变形后沉积；4—测线号（可与图 1-2-3 中的编号对应）

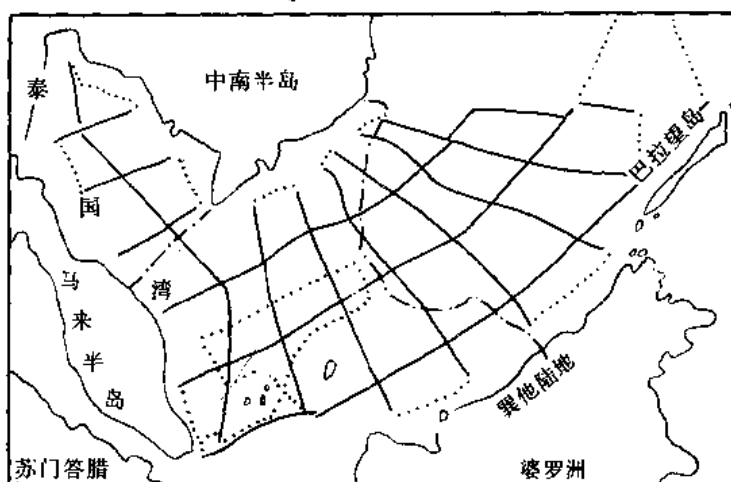


图 1-2-5 美国"亨特号"地震反射剖面和地磁强度的测线位置图

点线表示连结测线位置

④北巽他陆架的沙捞越断层，由加里曼丹中部开始沿纳土纳脊北侧伸入巽他陆架并伴有高梯度的负磁力异常（约-800 伽马），沿着这条断层向左侧的横推运动可能是在晚侏罗世以前开始的。

第二节 南海大陆架油气勘探

一、北部大陆架油气勘探

70 年代我国在发奋图强、自力更生的基础上，对南海北部大陆架展开油气勘探。石油工业部同地质部密切配合，协同勘探，不仅使用了地震、磁力、重力综合地球物理调查，还进行了区域钻探。

1. 地质部的勘探工作

1970～1973年，在北部湾海区东经108°12′以东范围，进行了单次地震反射法为主的海上地球物理概查，随后又在涠洲岛西南海域加密地震测线，共完成地震测线46条，长4514公里。

1974年8月，将勘探队伍调入珠江口外海区勘查，进行1∶50万的地震、重力、磁法综合性地球物理概查，至1979年先后完成地震剖面26332公里、磁法15444公里、重力2809公里（1364点）。

1974～1980年，用自升式钻井船"勘探2号"，在珠江口盆地北部边缘，先后钻探井6口，在第三系中见到含油岩系，并在珠5井和珠7井见油气显示，仅珠5井在下第三系珠海组中见2层厚13.7米的砂岩油层，经测试日产原油252立方米。

2. 石油工业部南海石油勘探指挥部成立后的勘探工作

1973年，为了了解大陆坡的地质情况，在西沙群岛上钻了一口探井，取得南海第一个完整的上第三系珊瑚礁剖面，该井于井深1384米进入变质岩基底而完钻。

1973～1976年，首先用24次叠加数字地震船，在大陆架北部湾海区，沿东经108°及108°10′测制两条南北向区域地震大剖面。珠江口外海区测制"南Ⅱ"、"1750"等6条共长1341公里、横贯海区的区域地震大剖面。在莺歌海区，由海南岛至西沙群岛，横穿莺歌海区，测制了著名的"1425"区域大剖面，长360公里，从而较可靠地确定了北部湾、莺歌海和珠江口三大盆地的存在，揭示了琼东南大陆坡、西沙海槽及西沙地垒的区域构造概貌。

1974～1977年，先后用南海501地震船，在莺歌海全区进行了8×16公里、4×4公里地震测网的普查和详查，明确了莺歌海盆地的范围、沉积岩厚达万米，可分8个有利含油的二级构造带。认为具有良好的生、储油条件，构造单一、分布面积大、油藏类型多、是含油很有前景的盆地，也是发现大油气田的有利区。

1975～1978年为了更细致的做好钻探前的构造准备，在北部湾盆地，用"南海501"和"南海502"两条数字地震船，在盆地中区进行了测线间距4×4或4×2公里地震详查，共做地震测线21424公里。根据以上资料，综合编制了"北部湾盆地含油气远景评价报告"。

1977年3月，用"南海一号"自升式钻井平台，在莺歌海盆地二号构造带上钻探莺1井，井深3071米钻入变质岩基底完钻，在上第三系中新统海相砂岩中，见到3.8米气层，泥灰岩中见到10.5米差油层。可惜当时为了抢时间，没有进行试油，目前对此还存在一些争议。1978年4月，用半潜式钻井平台"南海二号"在中央低背斜带上钻了莺2井，钻至井深2335米，由于中新统泥岩垮塌严重，还经常出现高压天然气，为此，被迫弃井，未按设计钻穿深部油气层。随后，1979年"南海二号"钻井平台，在莺歌海盆地东部Ⅶ号构造带核部（即松32-2构造）钻了莺9井，于下第三系顶部地层中，获得日产原油37.64立方米，这是莺歌海第一口石油发现井。于北部斜坡3126地震测线地震解释的生物礁体上钻探了莺6井，证实有生物礁存在，说明地震地层学解释是成功的。

南海石油勘探指挥部于1977年8月展开对北部湾盆地的钻探。1977年9月1日在湾1井下第三系流沙港组中测试，日产油50.5立方米、气3.5万立方米，首钻告捷。一直到对外开放以前（1980年9月），在不同类型的4个构造上共钻井8口，其中7口井在上、下第三系见油气显示，经测试在3个构造上的6口井中获得工业油气流。

总的来说，在70年代对外合作以前，石油工业部与地质部密切配合下，在短短的十年里，以52%的钻探油气成功率，取得了突破性的进展。除了反映客观上"南海北部大陆架"有丰富的油、气资源外，更重要的是反映了"紧密结合生产，进行综合研究；从区域着眼、

分类（不同的二级构造带）选择、重点突破”这一战略思想的正确性。

二、南部大陆架及邻区的石油钻探

1973年，几个国际大石油公司在越南南部海域湄公盆地及邻近我国海疆的西贡盆地进行石油勘探，1975年2月，共钻探井6口，其中有3口井在第三系砂岩中测试见油气流，这3口井即是湄公盆地南翼白虎1号井，西贡盆地南部玫瑰1井和椰子1井（参见图1-2-1）。

1977～1979年，越南进一步同法国、意大利、苏联等国的石油公司签订海上石油勘探合同，较大规模的进行海上地震和钻探。另据报导：1986年以来证实了白虎油田，探明储量3亿吨，1988年日产原油达1.2～1.5万桶，目前已安装了6座苏制钻井生产平台，预计1989～1990年年产300万吨。1988年又发现了大熊油田，据称储量比白虎油田还多。

60年代期间，马来西亚政府宣布石油开采法后，陆续与外国石油公司签订勘探开发合同，至1971年的三年中海上钻井159口，获油井12口，气井6口，在曾母暗沙一沙巴海域发现腾马纳等四个油气田，产层为下中新统—渐新统，构造多伴生泥岩穿刺和生长断层。1973年，马来亚盆地连续发现4个上第三系油气田，埋藏深度1500～2000米。1978年马来亚盆地已有油气田9个，全国年产量达1000万吨。

文莱于50年代开始同外国石油公司合作，在我国曾母暗沙的海上进行勘探，于1963年在盆地南部发现安帕西南大油田，产层为中新统，地质储量1.44亿吨。1968～1970年又连续发现费尔勒等油田。1978年又进行海上地震测量2883公里，综合解释后，布置探井7口，发现气井3口（多在泥岩穿刺构造上），探井成功率42.8%。

菲律宾在联合国亚洲远东经济委员会援助下，于1967年6月至1969年开展了吕宋岛、巴拉望岛以西海域的航空磁测与地震折射剖面勘探。1971年，同美国阿莫科、菲利普斯、德士古、城市服务等石油公司签订了21个合同，进行海上石油勘探，分别在帕加萨及加拉米安各钻1口井，在巴拉望岛以西海域钻了8口干井。1975年10月，以美国城市服务为主的勘探公司，在研究区域地质和地震资料后，在帕加萨1井东北6.5公里，水深113.4米处钻了尼多1号井，发现中新统5.2米礁灰岩含油，测试日产油206吨；接着在南尼多1号井礁灰岩中测试日产油1042吨。1977年11月，又在尼多西1井获得日产油1326吨，发现了尼多油田，探明石油可采储量为1440万吨，1979年已开发。

另外，1976年4月～7月，菲律宾同美国阿莫科石油公司合作，在我国南沙群岛的礼乐滩钻探了山巴奎塔1号井，水深不足100米，完井井深4123米，在井深3495米下第三系砂岩中测试，获得日产天然气130万立方米，并含凝析油（参见图1-2-1）。

第三节　我国对外合作石油勘探开发

在中国共产党十一届三中全会确定了“对外开放政策”之后，为了利用外国资金和技术，加快南海石油勘探开发进程，经国务院批准，从1979年开始，南海进入了对外合作勘探、开发石油的新阶段。

1979年3月，中国海洋石油总公司与外国12家石油公司，签订了南海北部大陆架32万平方公里海域面积的地球物理勘探协议，接着有12条数字地震船投入调查，在一个海域同时投入这样多的力量，在世界海上石油勘探史上也是史无前例的（见图1-2-6和表1-2-1）。

通过1979年5月至1980年6月为期一年多的地震调查，共完成地震测线长87117公

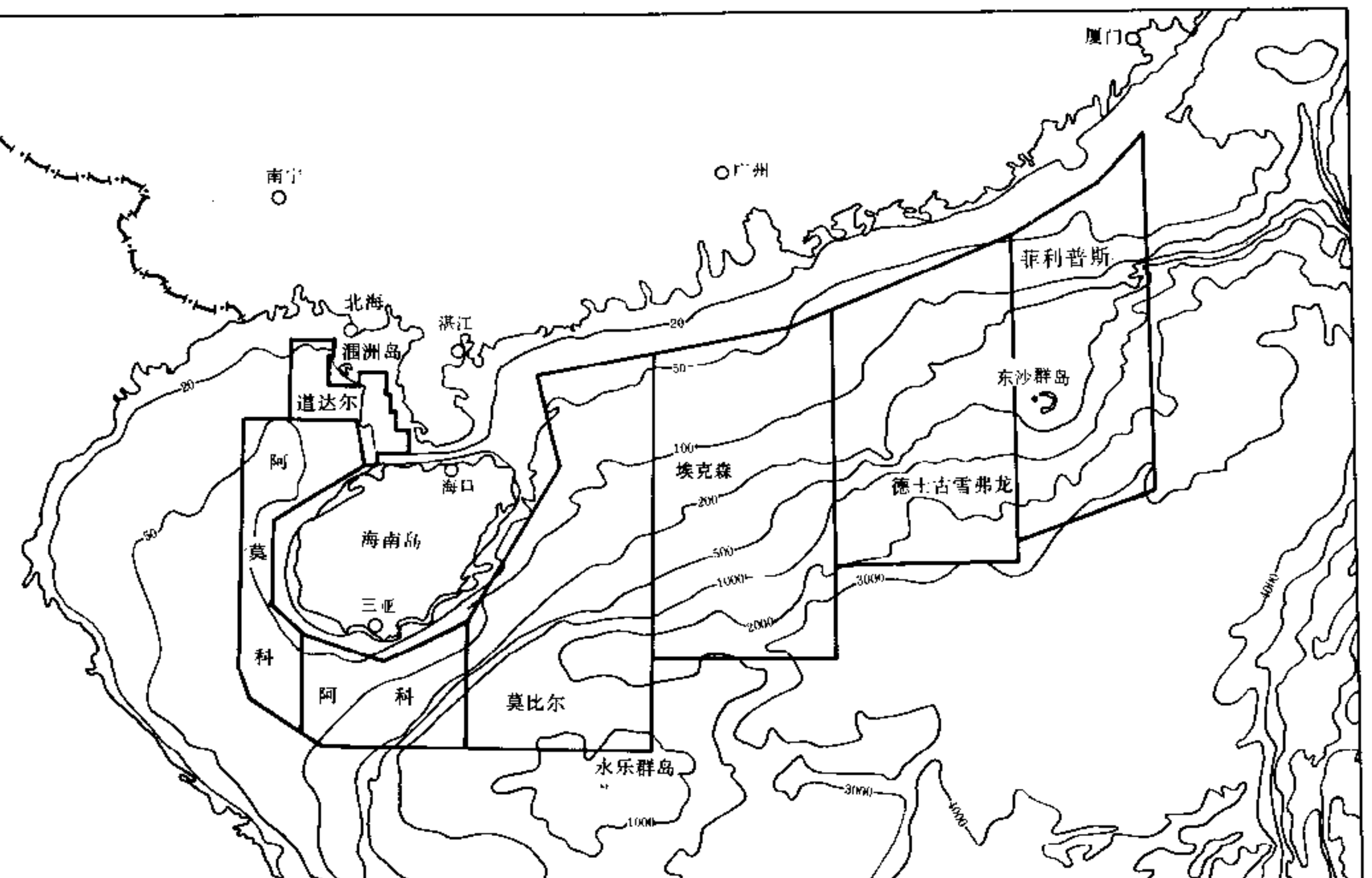


图1-2-6　南海北部大陆架地球物理勘探区划图

图中等深线单位为米

表 1-2-1　南海北部大陆架外商地球物理勘探任务完成表

公司名称	签约日期	协议规定		作业船名	联检日期	任务
		面积 (km^2)	工作量 (km)			实际完成工作量① (km)
阿莫科 (AMOCO)	1979.11.11	26600	8000	南海 502		8194.20
阿科 (ARCO)	1979.3.19	22300	10000	爪哇号		6106.84
				大西洋号		6157.67
莫比尔 (MOBIL)	1979.6.6	70000	17000	敦拉普号	79.8.22	11793.425
				纳尔逊号	79.12.5	5887.50
埃克森 (EXXON) 埃索 (ESSO)	1979.6.5	71000	17000	布拉沃号	1979.8.19	13755.998
				塔斯曼号	1979.9.19	4640
雪弗龙 德士古 (CHEVRON-TEXACO)	1979.6.9	65000	16000	大西洋号	1979.8.26	10237.83
				卡伦达号	1979.9.2	2693
				塔斯曼号	80.1.5 到德士古	3878.105
菲利普斯 (PHILLIPS)	1979.6.8	65000	13000	西方奋斗号	1979.8.15	2705.70
				朗格瓦且号	1979.8.26	5865.80
				阿尔法号		5383
合计		319900	81000			87299.07

①完成工作量以累计数为准。

里，为原计划地震工作量 81000 公里的 107.5%。当时采集的各种数据磁带的重量就有 100 多吨，处理这些磁带的外商受协议的约束，各公司都将磁带空运到美国、英国或新加坡等地现代化的地震专用计算机中心去处理。各公司也都集中了数以百计的地质、地球物理技术人员，争先恐后的去解释、编图和进行油气综合评价。与此同时，中国海洋石油总公司同地质部在北京集中了近百名地质、地球物理技术人员，双方密切配合，对上述资料进行精心综合研究，编制了“南海北部大陆架珠江口盆地石油资源评价报告”，成为南海对外合作勘探开发决策、公开招标的主要依据之一。

1980 年 12 月，承担研究任务的江汉石油管理局，编制了“南海北部大陆架莺歌海盆地油气资源评价报告”。1981 年 11 月，南海石油公司，编制了“南海北部大陆架北部湾盆地油气资源评价报告”。

以上三份资源评价报告，系统的综合研究了南海北部大陆架最新海洋石油勘探资料，编制了地层、构造、生储油等成套的成果图件，科学地、全面地进行了油气资源评价。

为了适应对外合作勘探的需要，1980 年石油工业部南海石油分公司和地质部广州地质勘探分公司，共同综合了近十年来在南海北部大陆架进行石油勘探取得的有关地层、古生

物、沉积方面的研究成果，编制了《南海北部大陆架第三系》和《南海北部大陆架第三系古生物图册》，并公开出版发行。

1980年5月29日，我国首先与法国道达尔石油公司（集团）签订了在北部湾东北部海区进行石油勘探开发的生产合同。此合同规定，中、法双方共担风险，中方投资51%，法方投资49%。合同区面积为10190平方公里，勘探期为4年，可延长2年。1981年1月，合作后第一口探井即乌16−1−1井开钻，在下第三系获日产650立方米的高产油流，合作者很受鼓舞。直到1984年5月29日，4年勘探期满为止，完成高精度地震测线17526公里。在7个构造上钻井14口，其中5个构造钻获油气流，涠12−3和涠10−3是新发现的含油气构造。特别是涠10−3含油构造，油层平均厚达63米，单井测试产量高，含油面积大，引人注目。

到1984年5月29日勘探期满，按合同撤销勘探面积9922平方公里，占原合同面积的97.37%。其余面积延长勘探期两年。涠10−3构造已发现有价值的油气，中法双方同意对此构造进行评价性试生产，其主要目的是为了最终评价涠10−3构造的商业价值。商定试生产井6口，最多不得超过10口井，试生产之日（1986年8月9日）起24个月，应即宣布该油田是否具有商业价值。如具有商业价值，即转入开发期，并在6个月内提交整体开发方案(指全油田)；如无商业价值，则在作业者作出结论之日，试生产即告结束，该构造不再是合同区。涠10−3油田已按试生产方案正常进行试生产井的钻探、采油设备工程的施工，当时预期1986年可如期投入试生产。

1983年9月，“中国南海莺歌海盆地部分海域合作进行石油和天然气的勘探、开发和生产的合同”生效，合同区面积为9000平方公里，作业者为美国阿科石油公司，单独承担勘探费用和风险，勘探期7年，分三个阶段。合同期限，油田为生效后25年，气田为35年。第一口探井——崖8−2−1井，于1983年1月9日开钻，至4月未见油气显示而完井。同年4月5日第二口探井——崖13−1−1井开钻，至6月12日完钻进行测试，在井深3658.6～3701.9米和3573.8～3586.3米井段处，单井日产天然气62.7万立方米，并产凝析油15立方米。这是阿科合同区第一口高产天然气发现井，引起国内外的普遍重视。由于崖13−1构造的油气发现，美国阿科石油公司加快了勘探步伐，截止1985年底，新作地震测线8302.4公里。在地震资料不断增加、解释的基础上，不断发现落实一批有利构造和圈闭，特别是发现了由崖13−1北、崖13−1、崖19−1和崖26−4等构造组成的北西向构造带和通过乐东30−1−1井的近东西向的地震震幅异常带，据信是天然气远景非常好的地区。1984年，阿科石油公司租用两艘钻井船作业，4月6日正式开钻崖13−1−2井（评价井）；4月29日乐东30−1−1也恢复钻井，截至1985年底，共钻井9口，进尺38011米，在5口井中见油气层，证实崖13−1是一个含天然气的大构造，初步探明含气面积53.9平方公里，天然气地质储量近千亿立方米。

我国对外合作勘探南海北部第一轮共有16个区块进行国际招标（如图1−2−7），总面积为100400平方公里。这轮招标是1982年2月、3月16日分两批进行的，合同模式“合同者”（外国石油公司或公司集团）承担勘探阶段的费用和风险，合同规定最低勘探工作量和费用义务。如有发现，中方（国家石油公司）可参与0～51%的股份，合作开发。

至1983年底，第一轮招标基本结束。至此，在南海东经103°10′以西海域共签订7个石油合同（共有8个国家的22个石油公司参与，其中6个石油公司为作业者），合同面积为11709平方公里，连同双边谈判的道达尔、阿科两合同区在内，南海西部合同区总面积达

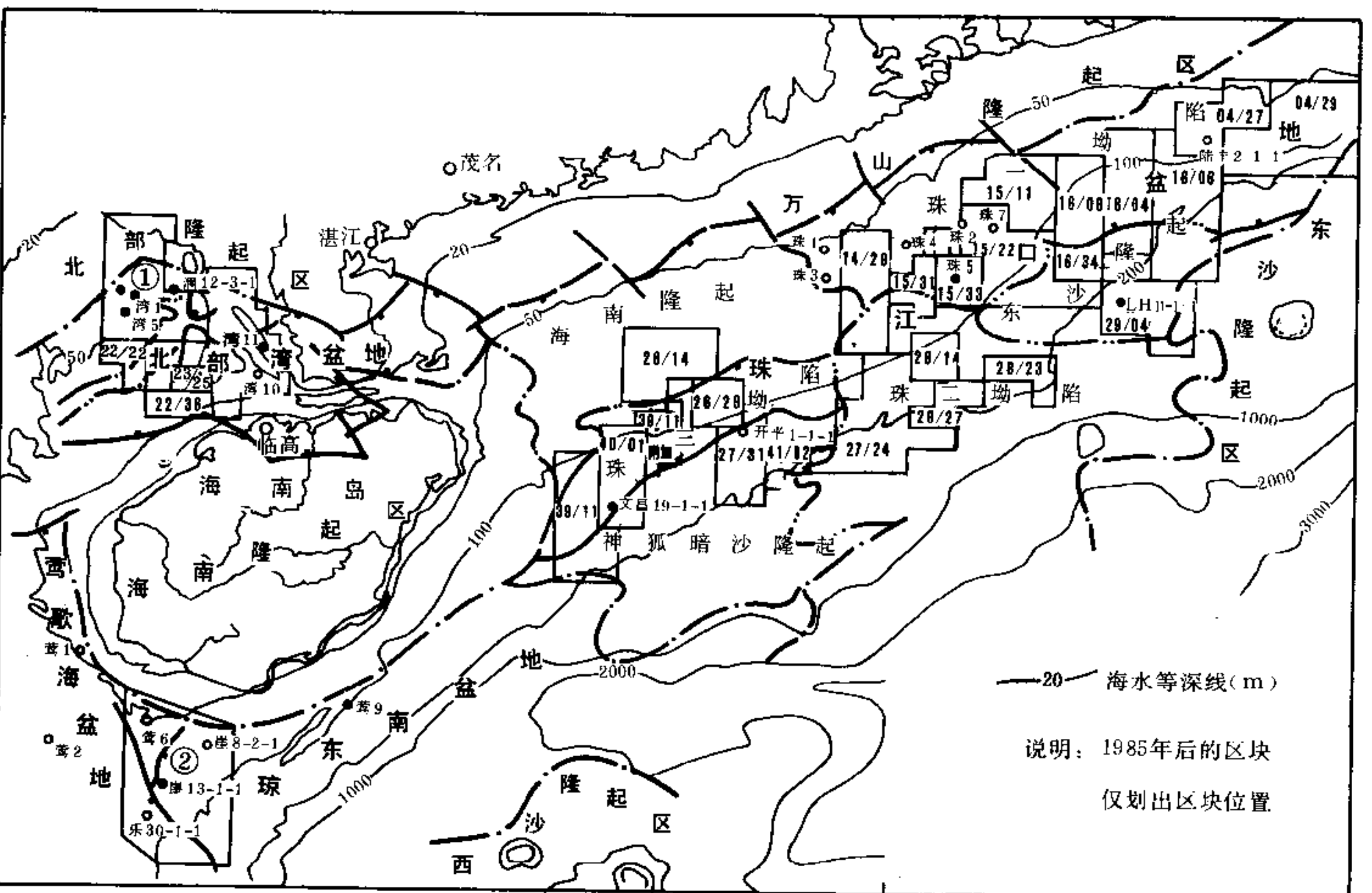


图 1-2-7　南海北部海域中外合作区块分布图

区块编号及所属外国石油公司：①—道达尔；22／22—出光；23／25—太阳；22／36—宾斯；②—阿科；26／14—BP；26／29—西方；27／31—BP；40／01—埃索；14／29—BP；04／27—埃索；15／11—菲利普斯；16／08—阿吉普；15／33—日本；28／14—日本；28／27—BP；28／23—OXY

30899 平方公里。

上述西部这些作业者公司，在合同生效后已先后进入作业区，开展石油勘探工作，截至 1985 年底，已完成地震测线 48809 公里，其中包括三维地震测线 9181 公里；已完成钻井 48 口，进尺 149532 米，其中包括评价井 13 口、试生产井 4 口、发现油气井 13 口；钻探局部构造 32 个，在 7 个构造上获得油气流。钻探发现油气的成功率，以北部湾区道达尔合作钻探成功率最高达 60%；其次为珠江口区埃索合作钻探成功率为 33.3%；莺歌海区阿科合作钻探成功率为 12.5%。1985 年，也是第二轮招标的头一年，珠三坳陷的 39／11 区块已为埃索公司中标。截至 1985 年底，南海北部海域西区已由原来的 9 个区块增至 10 个区块，总面积为 38499 平方公里，占西部公司管辖海域的 26%。琼东南、莺歌海 87%的海域还未进行对外合作钻探油气井。

南海东经 113°10′ 以东海域的第一轮招标，共签订 8 个石油合同，自 1979 年开展对外合作以来，共完成重力剖面 66592 公里，海磁 66592 公里、地震测线 95357 公里（均系数字地震测线）。自 1983 年对外合作第一口探井钻探以来至 1985 年，合同区内共完钻探井 27 口，总进尺 109260 米，其中见油气层井 8 口，试油井 7 口，见油流井 6 口。1985 年底，已钻探局部构造 26 个，获油气流构造 4 个（恩平 18–1、惠州 33–1、惠州 21–1、西江 24–3），钻探油气成功率 15.3%。

1986 年以后至 1988 年底，油价下跌，石油勘探开发费用紧缩，整个世界石油业处于动荡、不景气的时期。由于中方采取了"对外合作与自营勘探开发相结合"的方针，因此南海北部大陆架石油的大好形势，仍能稳步发展。

在南海东经 113°10′ 以西地区工作情况：

1. 北部湾盆地

法国道达尔石油集团，按合同规定，已退出合作面积 10069 平方公里，仅保留合作面积 121 平方公里。涠 10–3 油田，于 1986 年 8 月 8 日在油田中部区正式投入评价试生产，动用石油储量 886 万吨，先后有 8 口油气井和注水井投入生产，截至 1988 年底，累计产油 79.2 万吨、采气 22056 万立方米，采出动用油气储量的 8.9%，已累计注水 40.8 万立方米，注采比 0.18。

按照合同规定，于 1988 年 8 月 9 日，已由中方——南海西部石油公司北部湾合作子公司全面接管，成为涠 10–3 油田作业者。

道达尔集团公司于合作期间共钻探井、生产井 24 口，进尺 57747.21 米。发现和证实：涠 10–3、涠 11–4、涠 11–1、涠 12–3 和乌石 16–1 等五个含油气构造；涠 11–4 和涠 10–3 将全面开发。

22／22 区块：日本出光石油公司集团于 1988 年 9 月 30 日终止了该区块及扩大区石油合同。合作期间共钻井 4 口，进尺 10776 米，共作地震 2183.9 公里，由于布井远离生油中心，没有钻获含油气构造，退出合作面积 3524 平方公里。

22／36 区块：美国宾斯公司第一轮招标合作面积仅 885 平方公里，完成地震剖面 2140 公里，钻探井 2 口，进尺 6121 米，探井均钻在凸起单元上，无生油源，故无油气发现。1986 年 11 月 30 日终止合同。

23／25 区块：美国太阳东方石油公司第一轮招标及扩大区合作面积为 2860 公里，共完成地震剖面 1463.9 公里，钻井 3 口，进尺 9887 米，由于合同区限制 3 口探井均钻在远离油源区的局部圈闭构造上，全部为干井，于 1986 年 11 月 30 日终止合同。

09／36 区块：美国太阳东方石油公司在总结已往勘探油气成果的基础上，确信在 23／25 区块东部邻近涠西南、乌石凹陷生油区，是勘探开发油气很有前景的地区。1988 年 11 月 15 日同中国海洋石油总公司签定了 09／36 物探协议区，面积 3658 平方公里的石油合同，经贸部于 1988 年 12 月 10 日批准生效，1989 年 1 月 1 日为合同开始执行日。

自营区：在此期间，中方自营部分曾进行高精度地震剖面 2345.4 公里，钻探井 9 口，进尺 20863.9 米。在涠西南凹陷 4 个构造上钻探，捷报不断传来，三个构造上发现工业油气流，发现油气的成功率达 75%以上。涠 6-1-1 井在下第三系流沙港组底部砂岩和古生界石炭系碳酸盐岩中连续发现油气显示，油层、气层总厚达 122 米，经测试分别在不同井段获得高产。它的发现是南海油气勘探领域的一个重大突破，为在南海大陆架寻找多类型的复合油气藏开拓了广阔的前景。涠 11-4 北构造上，钻探的 4 口井均在下第三系涠洲组、流二段、流三段砂岩中，分别发现油和气，尤其是涠洲组，砂岩疏松，孔隙度达 28%，属低压高产油层，各油气层在近 20 平方公里的范围内可以多层次复合连片，形成大面积含油气藏，证实了中国现场石油地质人员研究成果的预测。另外为了核定涠 11-4 油田开发方案的可靠性，在该构造中部钻探了一口 A1 井，获得突破性进展，该井在主力油层上部和下部各发现一个新的疏松油层，油层总厚增加到 60 米，经测试上部和主力油层均可自喷，日产原油 454 立方米，压力、产量均很稳定。这样就可大大提高油田的产油能力，同时也大大提高了油田开发的商业价值。

2. 琼东南盆地

35／50 区块：1988 年 11 月 23 日，中国海洋石油总公司与美国阿科有限公司（集团）于北京签订了“崖 13-1 气田开发和生产第二补充协议”，该区块保留面积为 2260 平方公里。并协商将在崖 13-1 气田上尽快于 1989 年钻储量控制井 2 口。阿科合作区历年完成地震剖面 8302.4 公里，钻井 11 口，进尺 43068.1 米。

52／26 区块：挪威国家石油公司于 1988 年 1 月 20 日与中国海洋石油总公司签订了初探井合同，并在松 31-2 构造上钻探井，于 12 月 8 日开钻，至年底井深 2396 米，钻至陵三段主要目的层未发现油气显示。

自营区：1987 年至 1988 年，中方在琼东南盆地南部及东部自营海域，作高精度地震剖面 4290.1 公里。经综合解释认为盆地南界进一步扩大，琼南凹陷区（崖 13-1 气田东南邻区）将是天然气储量达 1 万亿立方米以上的大气区。

3. 珠江口盆地西部

26／14、27／31 合同区：英国石油公司的第一轮招标合作区，于 1983 年 6 月 1 日生效，区块面积 5465 平方公里，作地震剖面 6069 公里，钻探井 7 口（其中包括在北部湾附加区钻井 2 口），进尺 16394.5 米，由于均钻在远离油源区，没有一口井获得油气流。1986 年 9 月 30 日全部终止合同。

26／29 附加区：美国西方石油公司的第一轮招标合同区，面积 1772 平方公里，完成地震剖面 1577.3 公里，钻井 3 口，进尺 10060 米，其中在阳江 35-1-1 井下，于下第三系珠海组钻获近百米含气砂层，已下套管固井，可惜未坚持系统测试，未能揭示含气砂层的产能、取得必要的基础地质数据。1986 年 8 月 31 日终止合同。

40／01 区块：美国埃索公司第一轮招标合同区于 1983 年 9 月 1 日合同生效，区块面积 2580 平方公里，已完成地震剖面 7545.1 公里，钻井 6 口，进尺 21016.5 米，所钻各井口口见油气显示。文昌 19-1-1 井，是整个珠江口盆地第一口获得高产油气的井；文昌 19-1-2

井是该区发现下第三系珠海组的高产井。按照合同规定，合同者决定于第二勘探阶段末撤销合同区485.9公里的面积，占保留面积的25.1%。从1988年9月1日起，合同进入勘探期第三阶段，合同保留面积为1477平方公里。

39／11区块：美国埃索公司，第二轮招标合同于1986年1月1日生效，面积3876平方公里，于1987年10月30日，签订附加区修改协议，增加区块面积1716平方公里。在合同区及其扩大区，已完成地震剖面3635.9公里，共钻探井6口，进尺13499米，已在琼海18-1、阳江32-1发现油气层，证实了油气可作18～20公里侧向长距离运移的结论。还证实了文昌A凹陷的确有丰度很高的生油母岩，而且生成了丰富的油气。文昌9-2构造，正处在生油凹陷核部，钻探证实是以下第三系珠海组为主要含气层的圈闭构造。从1988年9月1日起，合同进入勘探期第三阶段，合同区保留面积为1447平方公里。

26／28物探协议区：是1988年11月5日，由经贸部批准，1988年9月26日在北京正式签订的协议，合作面积329平方公里。协议规定，合同者应在1989年12月31日前在该区完成不少于2000公里的物探工作量，物探期从经贸部批准之日起至1989年12月31日止。

南海东经113°10′以东地区工作情况:

第二轮招标与5个作业者签订了6个合同。目前总的情况是：15个合同区块，已退出4个区块，尚留下11个区块，合作面积34696平方公里。1986年以后又完成地震剖面31916公里，钻井45口，进尺124768.58米，成效显著。在惠州凹陷边缘，先后发现西江23-1、惠州27-1、陆丰15-1、22-1、惠州26-1、西江30-1等含油气构造，特别是1987年初发现了流花11-1油田，含油面积51平方公里，地质储量在亿吨以上，单井产量达357米^3／日，是我国海上发现的第一个生物礁大油田。伴随勘探发展和认识不断加深，勘探效果也越来越好，勘探成功率从12.5%上升到50%。

在已发现的油田中，惠州21-1油田的开发总体方案已经我国政府批准，正式进入开发阶段。西江24-3油田开发总体方案即将报批。此外，流花11-1油田和惠州26-1含油构造正在评价中。从1990年起将有一批油田相继建成投入生产。

另外，为了扩大珠江口盆地东部地区的勘探范围和开拓新的勘探领域，从1986年起，三年来共完成自营地震测线12618.7公里。1986年自营地震工作主要集中在珠二坳陷和潮汕凹陷地区，完成测线7069公里；1987年以查明东沙隆起中段及南翼和珠二坳陷东北坡为主，完成测线2494.5公里；1988年主要在珠二坳陷南缘加密测网，完成地震测线3055.2公里。

所有这些工作对于南海石油勘探的发展都起到了良好的推动作用。

南海北部大陆架开展对外合作期间，很多外国石油公司参与了第一轮、第二轮的招标，至1987年，南海北部对外合作及自营区分布见图1-2-8。

图 1-2-8　南海北部对外合作及自营区分布图（至 1987 年止）

第三章　地 层 概 述

南海沉积区的地层从前寒武系到第四系均有分布。

1. 前寒武系

在海南岛、西沙群岛的上第三系之下，见到一套由强烈变质的花岗片麻岩、黑云母花岗片麻岩、黑云母二长片麻岩、变斑状混合岩组成的古老地层。经同位素年龄测定（铷锶法），海南岛石碌群云母片岩同位素年龄为 788 百万年；西沙群岛永兴岛上的西永 1 井基岩同位素年龄为 627 百万年，由此证实海南岛基底与中、西沙群岛同属前寒武系。

2. 古生界

根据南海周边地区资料，古生界均有海相沉积，推测当时除西沙、南沙以外的"南海"海域，在早古生代曾有以浅海碎屑、碳酸盐为主的沉积。而在晚古生代则以浅海相碳酸盐沉积为主。在台湾岛、菲律宾群岛、加里曼丹岛上，石炭—二叠纪的石灰岩中也曾发现假希瓦格䗴等䗴科化石。

3. 中生界

三叠纪早期，"南海"继续接受沉积，在南海周边地区见二叠系与三叠系为渐变过渡。但此时海水逐渐退走，发育以海陆交互相为主的石灰岩、碎屑岩。印支运动以后，除从台湾岛至香港一带以及越南南部至加里曼丹岛一带仍有海相下侏罗统的浅海碎屑岩以外，"南海"大部地区已经隆起成陆。侏罗纪、白垩纪以至古新世时，在分割状的断陷盆地中，堆积了陆相碎屑、中酸性火山碎屑、火山碎屑等沉积。它们的厚度变化大，岩相变化剧烈，盆地的沉积中心多有变迁。在白垩系红层中，陆地上发现有恐龙化石，但在临近岛孤带附近，中生界则为浅海相碎屑岩。

4. 新生界

早第三纪时，在华南大陆只有零星的沉积，但是在南海北部大陆架北东向的断陷盆地中，陆相、多旋回的碎屑岩建造发育，尤其是在早第三纪中期，有大套暗色泥岩或油页岩建造，是一个重要的生油层段（表 1–3–1）。

南海南部大陆架，加里曼丹岛北部近海一带，始新统为巨厚的浅海复理石沉积，渐新统为浅—半深海相砂、页岩系。马来亚、东纳土纳盆地，也为典型的浅—半深海相砂、页岩交替沉积。东部在菲律宾下第三系为陆相沉积，始新统在全海区一些隆起地带上均缺失沉积。

上第三系—第四系是南海海域中分布最广的地层。由于中新世海侵，南海中新统普遍超覆不整合于老地层之上。上新世的海侵比中新世时规模更大，它又超覆于中新统之上，为一套浅海相碎屑岩系。北部大陆架区的沉积厚度一般在 1500～2500 米，但在莺歌海坳陷区厚度可达 4000～5000 米。处于长期隆起的西沙群岛等地，也有 1250 米左右以礁灰岩为主的碳酸盐岩建造。应用古地理沉积环境的研究、地震层速度的解释，在珠江口盆地和莺歌海盆地，已发现有近百个各种类型的礁体，时代多在中新世。经钻探已在莺歌海盆地的莺 6 井证实中新统礁的存在，1984 年在珠江口盆地惠州 33–1 构造首次揭露了一个具有工业价值的礁油藏，可以预测礁油气藏将是北部大陆架找油的主要对象之一，见图 1–3–1。

在南海南部大陆架，曾母暗沙、加里曼丹、西纳土纳、马来盆地一带，第三系为巨厚的

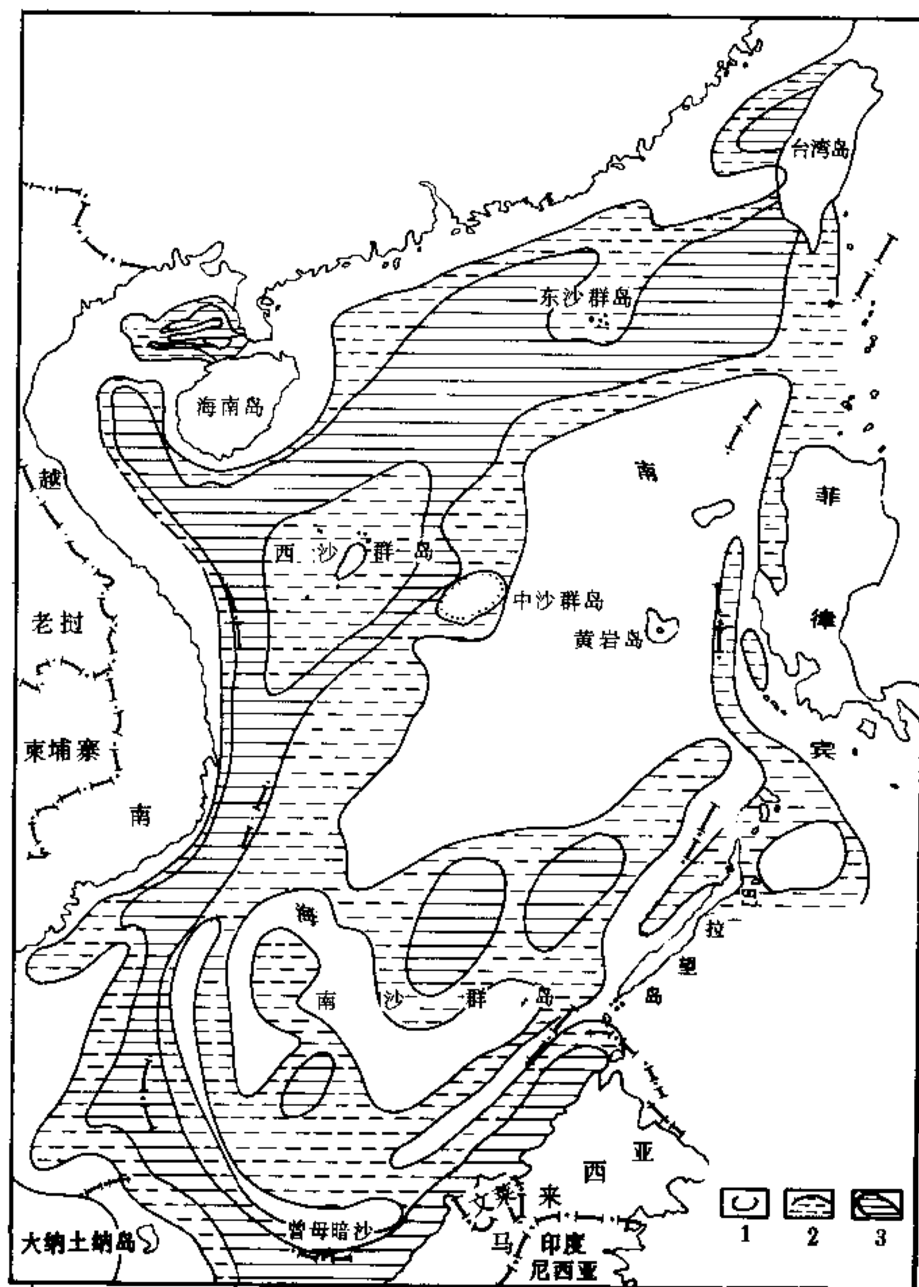


图 1-3-1　南海海域第三纪沉积厚度区划图

1—第三系 0～1000 米；2—第三系 1000～3000 米；3—第三系 3000～5000 米

表1-3-1　南海新生界地层简表

地层		符号	主要岩性及分布
新生界	全新统	Q_4	珊瑚礁，生物碎屑砂、粘土、软泥等
新生界	更新统 | 上新统	N_2 — Q_p	深海盆中为以抱球虫软泥为主的火山灰、放射虫粉砂层,在隆起高原上为珊瑚礁灰岩、生物碎屑岩,在陆架上主要为砂、页岩,有火山岩、火山碎屑岩夹层,厚 10 ~ 2000m
新生界	中新统	N_1	浅海一半深海相砂、泥岩互层,下部常有石灰岩、生物碎屑灰岩,海底高原上为珊瑚礁灰岩,厚 1000 ~ 4000m
新生界	下第三系	E_{2-3}	北部为陆相至浅海相碎屑岩，南部为浅海—半深海相页岩、砂岩为主的层系，东南部靠近岛弧处下第三系大部遭受褶皱，并变质，厚约数千米
中生界	古新统 | 下白垩统	K_1—E_1	北部有陆相碎屑岩，遭后期蚀变，含古新世有孔虫，南部为基性溶岩

海相沉积岩。其中渐新统主要为海相页岩和泥灰岩，中新统至上新统为浅海至半深海相砂岩、石灰岩、页岩交替沉积，厚达 4000 米。向盆地两侧渐变为浅海平原相碎屑岩、含煤或减薄缺失。在东加里曼丹地区，海退三角洲相砂岩发育，是重要的储油层。在巴拉望岛西部南沙区（包括礼乐滩），下中新统为浅海台地相石灰岩，但在盆地中部为数千米的深水碳酸盐岩、泥岩、页岩。上中新统为砂砾岩及泥岩。上新统至更新统则为由再次广泛海侵沉积的浅海碳酸盐岩及礁。近期，印度尼西亚、文莱、菲律宾，在中新统找到阿隆、卢孔尼亚、尼多等油气藏，使之成为寻找油气的主要目的层之一。

在南海中央深海盆大洋壳基底玄武岩之上，晚第三纪以来沉积了深海抱球虫软泥、褐色粘土及浊流堆积，一般厚 500 米，海沟或海槽中沉积物可厚达 2000 米。

第四章　区域地质构造特征

南海是一个大致为扁菱形的巨大扩张海盆，其长轴为北东—南西向，东西两侧边界线则为南北向。中央部分的深海盆也呈北东向延伸。北部和南部是两个宽阔的大陆架，东、西两侧的大陆架极其狭窄，东部具有一系列南北向或北东向的海沟和海槽。

从板块构造学说分析，南海及其周边的整个东南亚大陆边缘，正处于欧亚板块、太平洋析板块、印度洋—澳大利亚板块三个巨型岩石圈板块的交接处，在复杂的应力作用下，成为世界上罕有的复杂构造区。这些巨型板块在地质发展的各个时期有过联合、分离等复杂的演变历史。但是，自晚白垩世以后，相对的位置已大体定型。目前，欧亚板块与太平洋板块的缝合线在亚洲大陆东部边缘，即沿日本列岛、台湾岛、菲律宾群岛外侧一线，见图

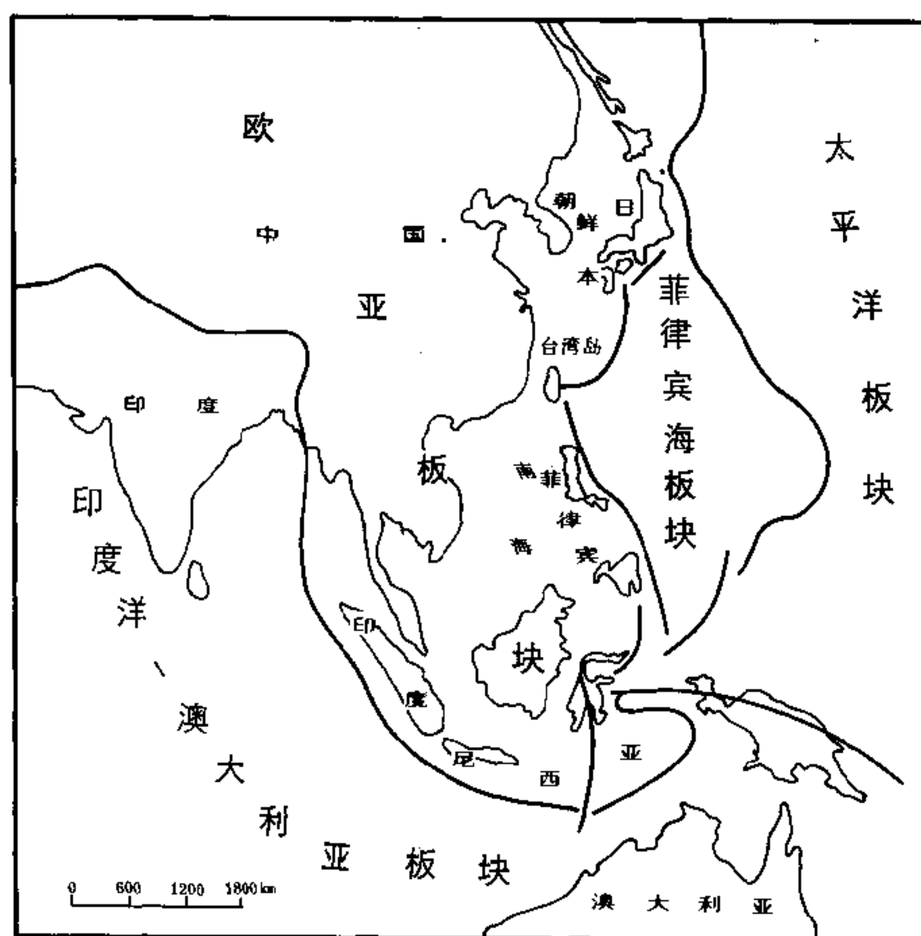


图 1-4-1　南海及周围地区板块位置图

1-4-1。太平洋板块和菲律宾海板块沿此线向欧亚板块俯冲消减，并在台湾岛东部发生强烈碰撞。印度洋—澳大利亚板块与欧亚板块的缝合线，在西段沿现今喜马拉雅山脉北坡，向东

延伸至西藏察隅附近折转向南，经印缅山脉至安达曼—尼科巴群岛西侧，再转向东南至印度尼西亚群岛南侧，一直向东延伸至西伊里安的阿鲁群岛，至此急剧折转向西进入班达海。印度洋—澳大利亚板块沿此线向欧亚板块俯冲消减，形成安达曼弧、巽他弧（或称印度尼西亚弧）及外班达弧等弧系。

南海内部地质构造特征，据地球物理及区域地质资料，可划分为五个部分，即北部大陆架坳陷区，西部大陆架区，西南大陆架坳陷区，东部海槽—海沟区和中央海盆区。

第一节 北部大陆架坳陷区

南海北部界于北纬 16°00′～23°00′与东经 108°00′～120°00′之间。包括广东大陆以南，海南、台湾两岛之间的广阔大陆架和陆坡区，以及北部湾。东西长 1300 公里，南北宽约 200～400 公里，面积约 50 万平方公里。有珠江口、北部湾、琼东南、莺歌海及台湾西南五个以新生代为主的盆地（见图 1-4-2、表 1-4-1）。沉积岩厚度大于 1000 米所圈定的范围约 30 余万平方公里。发现了上第三系、下第三系及石炭系储油层，是我国海域中含油气远景很大的海区之一。具备了一个大含油气区的基本地质条件：

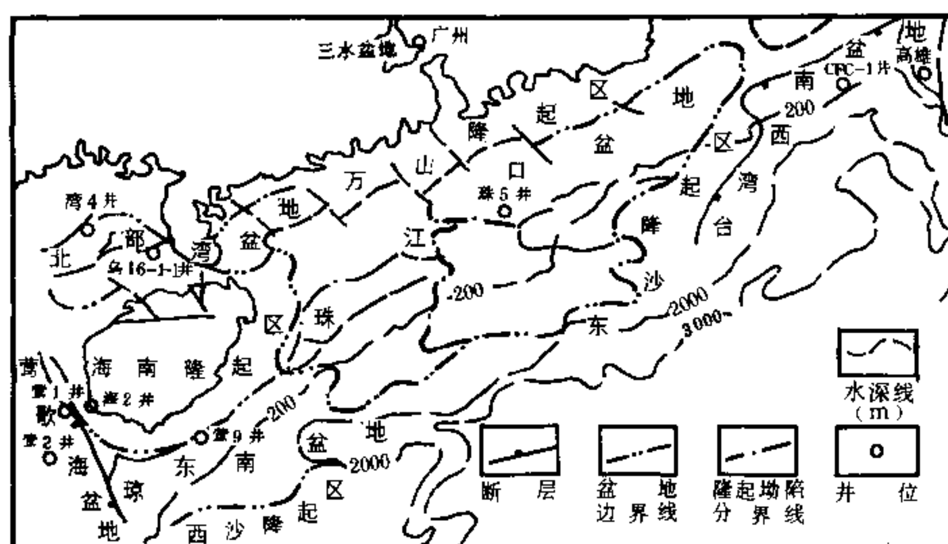


图 1-4-2 南海北部沉积盆地分布示意图

1）有下第三系湖相、海相及下中新统海相生油岩系，有机质丰度高，热成熟条件好，油源丰富。

2）有丰富多彩的储集体。以河湖、浅海砂岩储集体为主，并有生物礁、上古生界石灰岩等储集体。还有良好的盖层条件。

3）局部构造及圈闭比较发育，圈闭类型多，以背斜、半背斜、碳酸盐岩潜山圈闭为主，尚有一些与地层、生物礁及穿刺构造有关的圈闭。

4）在地质发展历程中，生油岩系内的圈闭比较发育；油气生成时间与圈闭形成时间同时或略晚，生、储、盖、圈时空配合关系较好，有利于油气聚集。已发现了新生古储、自生自储、次生三种成油组合，以及潜山、背斜、半背斜、不整合地层圈闭油气藏。

表 1-4-1　南海北部各沉积盆地一级构造单元数据表

盆地名称	面积 (km^2)	单元名称	面积 (km^2)	新生界最大厚度 (m)	下第三系最大厚度 (m)	上第三系最大厚度 (m)	构造类型
珠江口盆地	147000	珠一坳陷	42000	7000	2500	4500	双断地堑继承性坳陷
		珠二坳陷	39000	9000	3000	6000	单断箕状断陷继承性坳陷
		珠三坳陷	11000	8500	5000	3500	双断地堑非继承性坳陷
		海南隆起	23000	4000	1500	2500	稳定隆起
		神狐暗沙隆起	21000	3000	1500	1500	稳定隆起
		东沙隆起	11000	3000	500	2500	活跃隆起
北部湾盆地	中部坳陷 >19000（北部湾盆地① 35000）	北部凹陷	6100	9600	7400	2200	双断地堑继承性坳陷
		企西隆起	3700	1700	200	1500	稳定隆起
		南部凹陷	9200	8900	6900	2000	双断地堑继承性坳陷
琼东南盆地	>60000			>10000	>5000	>7000	
莺歌海盆地	>15000			>10000	>2000	>7000	
台湾西南盆地	>60000			8500	2000	6500	

①北部湾盆地面积只包括北部湾海域部分。

5）各沉积盆地含油气远景不同。珠江口盆地和北部湾盆地远景比较现实，琼东南、莺歌海盆地有较好的含油气远景，台湾西南盆地则相对较差。

一、地质构造特征

1. 地壳性质

根据重力资料计算，莫霍面的深度在南海北部及大陆边缘由北向南逐渐变浅，等深线呈北东—北东东向展布，在广东大陆边缘地区深 30～35 公里。在海南岛深 30～35 公里、海南岛周围大陆架、北部湾深 30～33 公里，广东大陆架为 26～30 公里。陆坡地区一般深 14～26 公里，沿陆坡呈密集变化带。再向南到深海盆地深 8～14 公里，在西沙、中沙群岛深 24～26 公里、西沙海槽深 22～23 公里，如图 1-4-3 和 1-4-4。

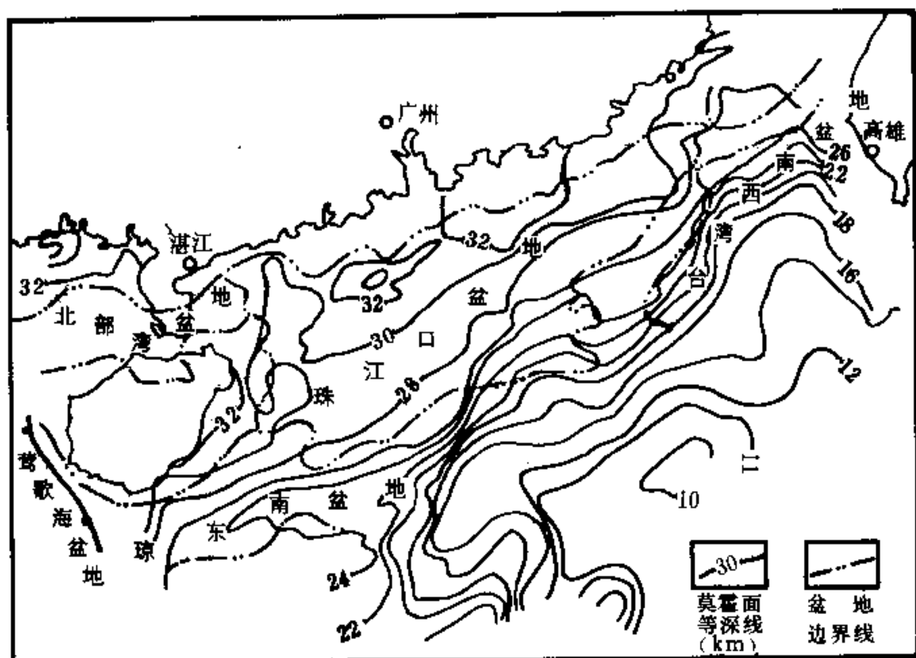


图 1-4-3 南海北部大陆架沉积盆地与地壳厚度关系图

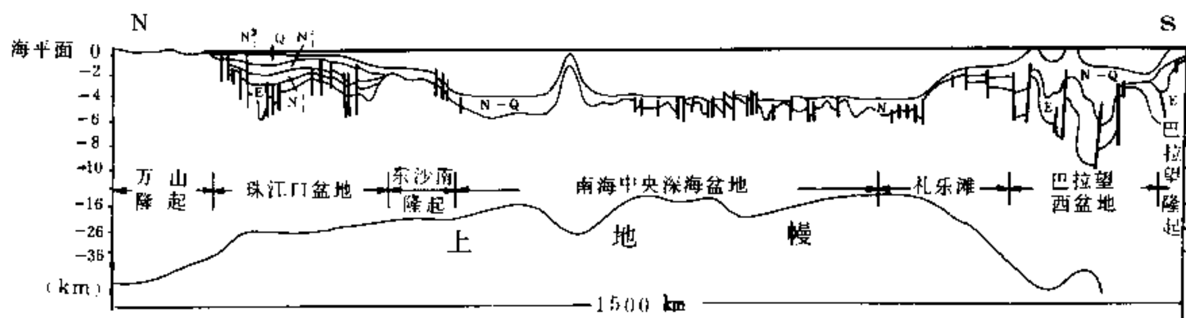


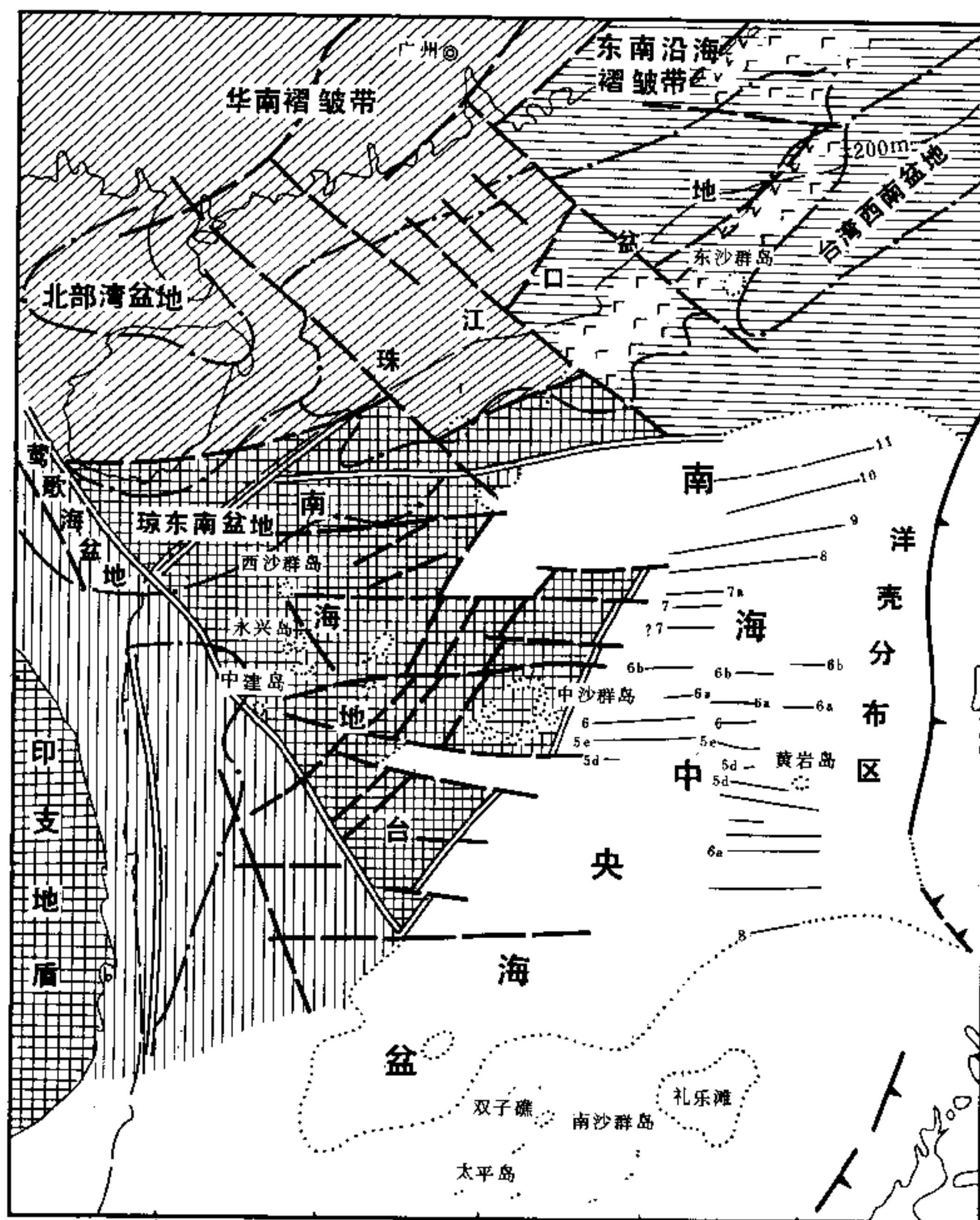
图 1-4-4 万山隆起——巴拉望隆起构造横剖面与地幔顶面起伏关系图

由此说明大陆架以北地壳厚 26～35 公里，属于陆壳性质；陆坡区为过渡型地壳，厚 10～26 公里，深海区为洋壳，地壳厚度小于 10 公里，一般 5～9 公里，最薄为 4.93 公里，西沙、东沙为大陆碎块，地壳厚 20～26 公里。西沙海槽东部为过渡型地壳，由此说明南海北部地壳属于陆壳和过渡型地壳。

2. 基底结构

关于南海北部新生代沉积的基底问题，由于缺乏控制性钻井资料，认识存在分歧。根据重力、磁力资料、结合周边地质和已有钻井资料，推断由七个岩性构造单元组成，如图 1-4-5。

(1) 前寒武系褶皱基底　海南岛南部边缘、西沙、中沙群岛，是古南海—昆嵩地台的残余碎块。由于受中生代以来多次构造运动的影响，岩性、构造十分复杂。在永兴岛上钻探的西永 1 井，除在井深 1251 米钻遇花岗片麻岩、石英片岩、片麻状花岗岩，铷锶法测定年龄



燕山褶皱基底	印支褶皱基底	加里东褶皱基底	前寒武系褶皱基底	岩石圈断裂	基底断裂	基底时代界线
磁异常条带	新生代盆地边界	活动俯冲带	不活动俯冲带	等水深线	中基性火山岩带	超基性岩带

图 1-4-5　南海中、北部基底结构示意图

为 627 百万年外，混合岩中还有后期花岗岩侵入成分，同位素年龄为 68.9 百万年（属早侏罗世）。航磁异常值为 0～100 伽马，呈方向多变的小异常。

(2) 加里东褶皱基底　珠江口盆地西北部及北部湾的企西隆起以南地区，有广泛的中生代花岗岩侵入体。是华南加里东褶皱系的延伸部分。在莺 1 井井深 3071.38 米见中寒武统变质岩。珠 1 井 1744、1752～1750 米见粗粒肉红色花岗岩，同位素年龄为 73～76 百万年。珠 2 井 2270 米见似斑状粗粒黑云母花岗岩，同位素年龄为 73～76 百万年。此外，珠 4 井 3097.5 米、珠 5 井 3119.5 米和珠 7 井 3551.5 米亦见有花岗岩类。

珠江口盆地磁异常值以+100～+200 伽马为主，东西走向，间有方向多变的 0～+100 及+200 伽马以上的小型振幅变化大的异常。重力以−30～+5 毫伽的负异常为主。地震基底波之下无反射波系。

(3) 海西褶皱基底及中生代火山岩带　珠江口盆地东北边缘是东南沿海褶皱系的延伸部分，受中生代强烈构造运动的改造，大片中生代火山岩系覆盖在海西褶皱带之上。火山岩的产生与沿太平洋库拉板块（见图 1−5−8）向中国大陆俯冲时俯冲带的倾角较缓有关。

(4) 后加里东地台盖层　在加里东褶皱带之上，有石炭系及泥盆系碳酸盐岩分布。北部湾盆地西北部涠浅 1 井钻遇的石炭系，湾 9、4、2 井钻遇的石炭系石灰岩，是陆上铁山港、合浦一带石炭系的延伸部分。

(5) 印支褶皱基底　对莺歌海盆地的印支褶皱基底，现无直接资料，据区域构造发展推断，应是中越边境印支褶皱带（二江褶皱带）的延伸部分。

(6) 燕山褶皱基底　珠江口盆地东部及东沙隆起一带，磁异常显示为正异常区，异常值+100～+200 伽马，分布有较多的幅度变化很大的小型异常，可能为火山岩体的反映。据地震资料反映，于下第三系之下有残余厚度可达 2000 米以上的倾斜反射层系，可能为中生界。东沙隆起一带为一高磁异常区，异常值在+200～+400 伽马左右，个别低值+100～+200 伽马，走向北东东转北东，长 500 公里，宽 50～100 公里。磁异常以面积大的长轴或近等轴状的正异常为特征，负异常少见。表示异常源埋深较大，可能为一条古俯冲带，由基性、超基性岩组成，后来被火山岩复杂化，并被转换断层所错开。

(7) 大洋玄武岩基底　南海深海盆地区，是中渐新世到早中新世海底扩张形成的洋壳。

3. 断裂、块断体活动

在整个新生代，南海四周处于不同应力场之中，形成不同的边缘，东部为挤压边缘，南部为俯冲边缘，西部为剪切边缘，而北部为拉张边缘。南海北部的主体——广东大陆架是一个稳定的被动大陆边缘，主要处于拉张应力场之中，以拉张构造形迹为主，正断层数以千计，基岩断裂、基岩块断活动十分活跃。有北东、北东东、东西和北西向四组断裂（见图 1−4−6）。

(1) 北东向断裂　分布于琼东南盆地北部、珠江口盆地西部、北部湾盆地东缘，特点是以正断层为主，基岩断距大，继承性发展，断距下大上小，断达层位可达中中新统。控制下第三系沉积。如珠江口盆地珠三坳陷南断裂，长 220 公里，为北降正断层，基岩断距 5000～8000 米，下第三系顶部断距 400～1120 米，中中新统断距 60～200 米，控制了珠三坳陷下第三系的沉积。又如琼东南盆地北缘 5 号断层，为南降正断层，长 150 公里，基底断距 4000 米，控制了下第三系的厚度。此组断裂与广东大陆的主要构造线一致，可能继承了燕山期的北东向构造线。

(2) 北东东向断裂　分布于珠江口盆地东部、台湾西南盆地北缘、北部湾盆地。以正断

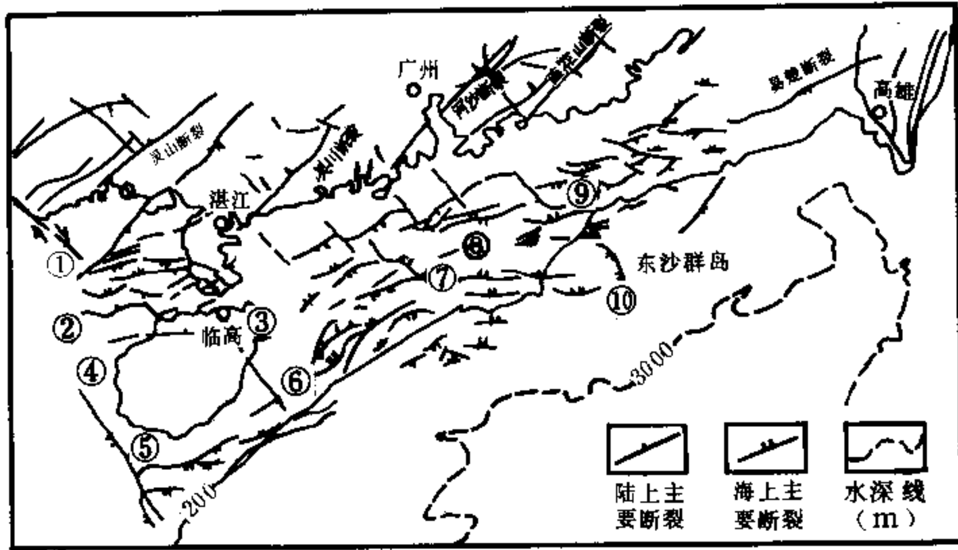


图 1-4-6　南海北部主要断裂分布图

1—陆上主要断裂；2—海上主要断裂；3—水深等深线（米）；①—涠西南断裂；②—海头北断裂；③—安定大断裂；④—莺 1 号断裂；⑤—莺 5 号断裂；⑥—珠三坳陷南断裂；⑦—神狐东断裂；⑧—番禺 16 大断裂；⑨—珠一坳陷南断裂；⑩—东沙西断裂

裂为主，断距下大上小，也控制了下第三系沉积。如珠一坳陷南断裂，长 148 公里，北降正断层，基岩断距 800～5400 米，下第三系顶部断距 200～1450 米，中中新统断距 20～400 米，控制了下第三系沉积。又如北部湾南部海头北断裂为北降正断层，长 80 公里，基岩断距 1880 米，断至下第三系顶，控制南部坳陷。再如台湾西南盆地北缘易楚断裂，为南降正断层，长约 280 公里，基岩断距达 6000 米，构造盆地北界。此组断裂产生于早第三纪。

(3) 东西向断裂　分布于珠江口盆地的珠二坳陷、海南岛北缘、南海深海盆地北缘，亦为正断层，断距下大上小，控制了早第三纪晚期和晚第三纪沉积。如珠二坳陷番禺 16-1 北侧大断裂，长 100 余公里，为北降正断层，基岩断距 1000～5000 米，下第三系顶部断距 500～2500 米，中中新统断距 100～600 米，控制了下第三系上部和下中新统的沉积。又如海南岛北部的定安大断裂，东西向延伸长达 190 公里，可能形成于晚第三纪早期，一直活动到第四纪。它不仅使海南岛与雷州半岛分开。而且火山活动十分强烈，沿此带分布着大片玄武岩，遗留着不少第四纪火山口。这组断裂受到南海第二次扩张（中渐新世到早中新世）的影响，断裂走向大致平行于此次扩张轴。

(4) 北西向断裂　是一组较隐蔽的断裂，多为平移正断层，自西而东已发现四条。这组断裂可能产生于中生代，或早第三纪早期，可能为转换断层，后期有所活动。它控制了南海北部东西方向分块的差异。如莺歌海东北边缘的 1 号断裂已见长度 126 公里，基岩断距 4000 米，是中生代转换断层，后与红河断裂相接，具右旋剪切的特点，控制了莺歌海盆地第三系沉积。又如神狐东断裂，是珠三坳陷与珠二坳陷的分界，大致在北纬 20°～21°与东经 112°～114°30′之间，沿此断裂带有一系列线形重磁力异常及火山岩分布，它把珠江口盆地分割成东、西两大部分。西部构造线以北东为主，基底呈地垒、地堑状，晚第三纪沉积较薄；东部构造线主要呈东西、北东东向，基底呈箕状和掀斜状，晚第三纪沉积厚。再

如东沙西断裂，断裂之东中生界厚1000～3000米，以西则分布零星。

上述四组断裂多是基岩断裂，它的差异活动造成了前第三系基底块断体的差异活动，各块断体的差异活动又控制了第三纪的沉积和构造，由于大规模的基岩块断活动，在南海北部造成如下结果:

1）大规模的基岩块断体差异活动控制了各盆地沉积坳陷与隆起的分布。如珠江口盆地珠一、珠三坳陷由南北边缘断层控制，形成地堑式沉积，沉积中心在主断层内侧。北部湾盆地中部坳陷的南、北凹陷也被地堑式基岩块体所控制。珠二坳陷则被箕状基岩块体所控制。再如东沙隆起、神狐暗沙隆起及企西隆起均被基岩断裂所限，成为地垒式隆起。

2）形成了广布的基岩潜山、块断山圈闭，构成南海北部主要的圈闭类型之一。

3）由于基岩断裂，块断体长期继承性活动，控制了第三系圈闭的形成。如珠江口盆地80%的第三系圈闭都与基岩潜山、块断山有关，形成复式圈闭体。北部湾盆地、琼东南盆地也有类似情况。

4. 沉积模式

南海北部新生代沉积厚度为1000～10000米，下第三系分割性强，分布于坳陷内，厚1000～6000米，以北部湾、珠三坳陷最厚。上第三系在珠二坳陷厚4000～6000米，琼东南及莺歌海盆地厚2000～6000米，北部湾盆地厚度只1500～2300米，如图1-4-7。

南海北部新生界可分为下第三系、中新统、上新统至第四系三个沉积构造层，各具不同的沉积模式。

(1) 下第三系　下第三系与下伏白垩系或其它地层，呈不整合或假整合接触。与上覆地层亦为不整合或假整合接触。受基岩断陷所控制，分割性强，多物源，在地震剖面上呈微倾斜反射波层系。沉积厚1000～7000米，在各主要断陷中心较厚，有两种沉积体系，如图1-4-8和1-4-9。

早第三纪有两种沉积体系，一是河湖沉积体系，分布于北部湾和珠江口盆地，由边缘向沉积中心形成坡积—洪积—冲积平原—浅湖—半深水湖相序。在珠二坳陷南部，可能有始新世的海水侵入，存在海相沉积；二是海相沉积体系，分布于琼东南盆地、台湾西南盆地。于莺9井和CFC—1井所见者属于渐新世浅海沉积，在盆地边缘为海陆交替相沉积，海水来自南海古海盆（白垩纪到早渐新世）。

(2) 中新统　分布范围广阔，在南海北部连成一片，厚800～3000米，各盆地沉积环境不同。在台湾西南盆地与上下均为不整合接触，剥蚀强烈，主要物源来自西沙、澎湖隆起，为广海沉积；在珠江口盆地其上下均为假整合接触，主要物源来自万山和海南隆起；北部为陆相和海陆交互相，南部为浅海相。下中新统沉积时为半封闭海，南部有小的物源区，在隆起边缘分布有碳酸盐礁滩、生物礁。中中新世时海侵向北扩大，南部隆起逐渐被淹，成为开阔海盆。琼东南及莺歌海中新世是开阔海，其沉积自北向南，由浅海过渡为半深海相，在中中新世时于海南隆起边缘分布有生物礁。北部湾盆地早中新世为滨海浅滩相，到中中新世才变为广海环境（图1-4-10和1-4-11)。

(3) 上新统至第四系　这一时期未进行全区作图，难识全貌，但从钻井及地震资料可见，虽然与下伏地层为不整合或假整合接触，特别在台湾西南盆地不整合十分明显，中新统被剥蚀地层厚达1000米以上。但总体上继承了中新世后期的沉积环境，整个南海北部成为开阔海沉积，沉积物仍来源于北部大陆。

另外，从南海北部大量地震剖面和声纳浮标测量资料所见，台湾西南和琼东南盆地向深

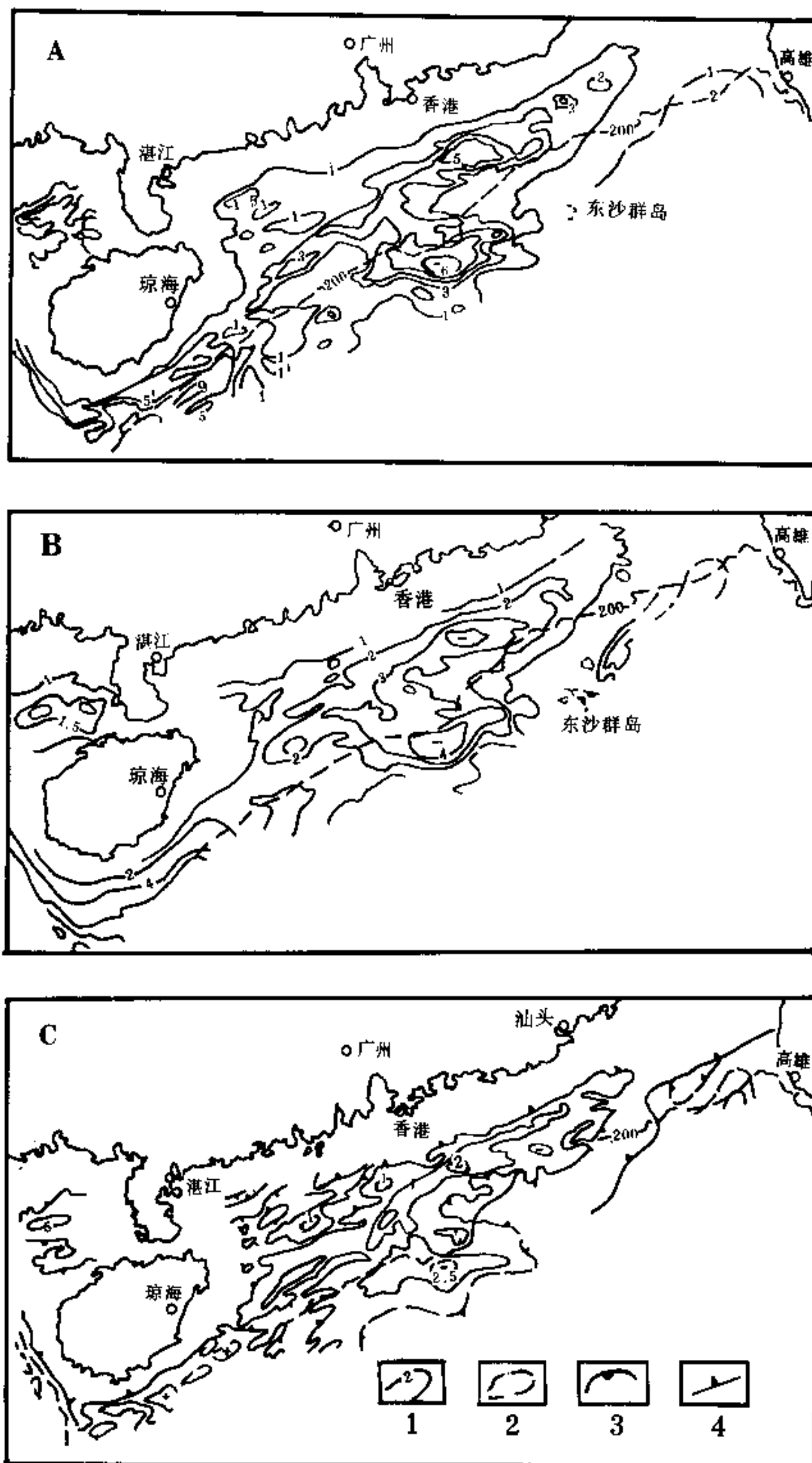


图 1-4-7　南海北部新生界等厚图

A—整个新生界；B—上第三系；C—下第三系；1—等厚线（公里）；2—水深线（米）；3—超覆线；4—尖火线

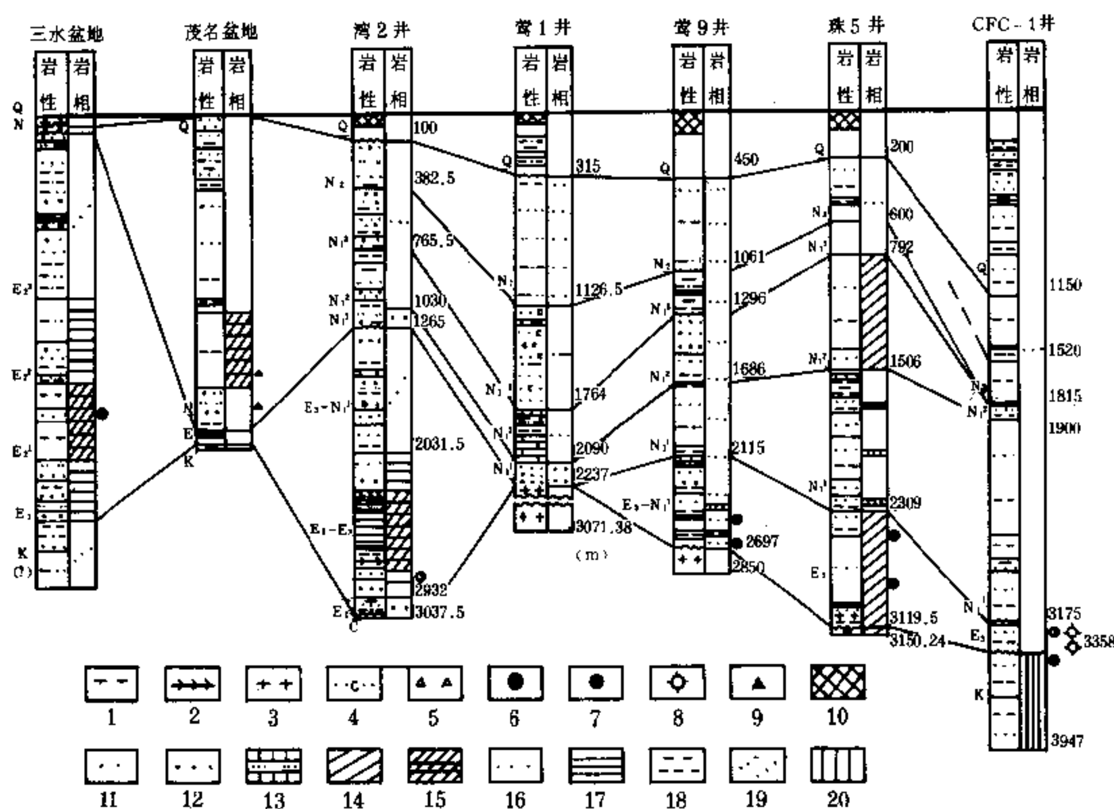


图 1—4—8 南海北部新生界地层对比图

1—钙质泥岩；2—油页岩；3—花岗岩；4—白垩砂岩；5—玄武质角砾岩；6—油层；7—凝析油层；8—气层；9—沥青；10—海水；11—冲积相；12—滨海相；13—海、陆交互相；14—河、湖交互相或浅湖相；15—深湖相；16—浅海相；17—浅湖相；18—半深海相；19—河流相或河流湾口相；20—沼湖沼泽河流相（图中钻井深度单位为米）

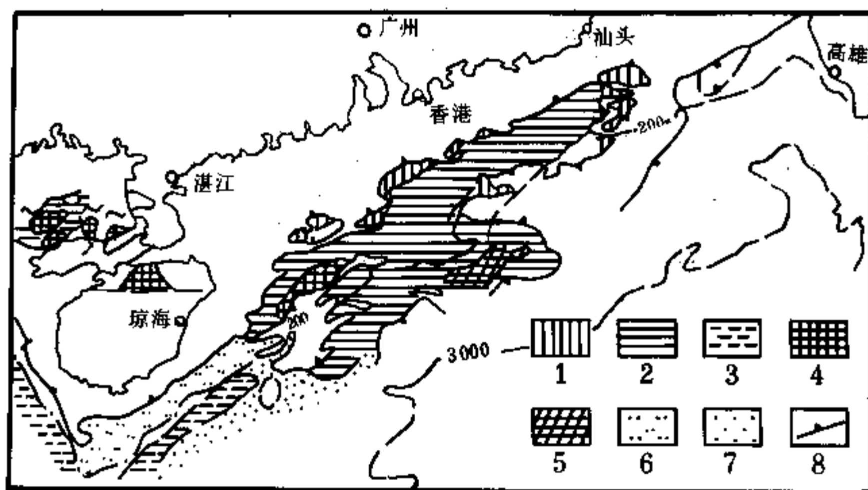


图 1—4—9 南海北部早第三纪岩相略图

1—平原河流相；2—浅湖相；3—半深海相；4—深湖相；5—湖相夹海相层；6—浅海相；

7—浅海—海陆交互相；8—下第三系剥蚀尖灭线（水深以米计）

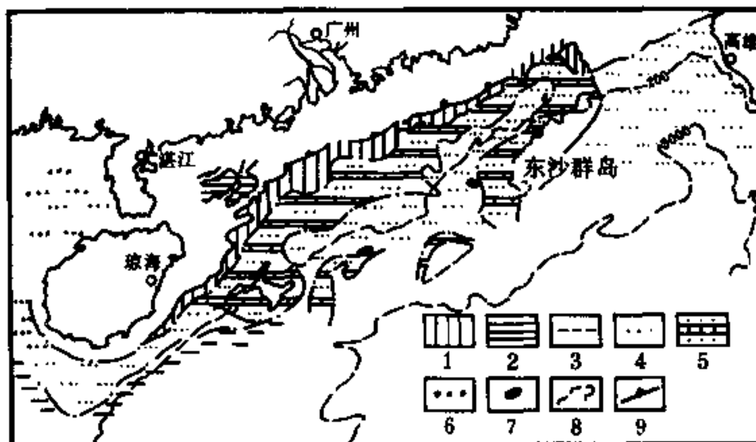


图 1-4-10 南海北部早中新世岩相略图

1—平原河流相；2—湖相；3—半深海相；4—浅海相；5—海陆交互相；6—滨海浅滩相；7—礁滩；8—水深线（米）；9—陆源区

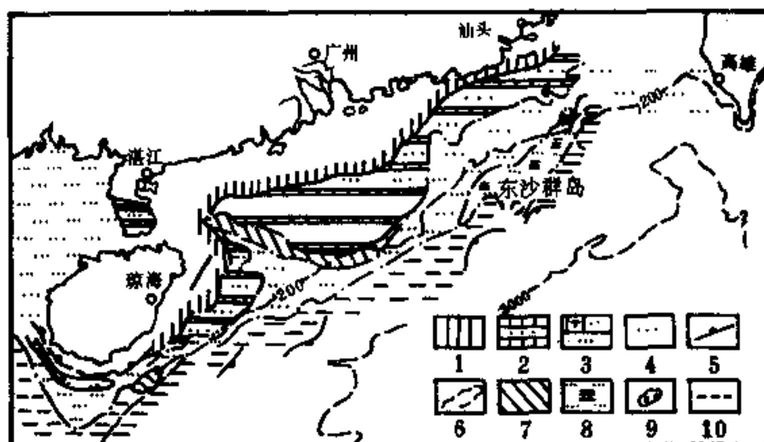


图 I-4-11 南海北部中中新世岩相略图

1—平原河流相；2—海陆交替相；3—海相夹陆相；4—浅海相；5—陆源区；6—水深线（米）；7—滨海相；8—浅海台地相；9—礁滩；10—半深海相

海海域是敞开的。在珠二坳陷以南的深海地区，位于北纬 17° 与 18° 之间，还发现了一个厚达 2000 米以上的深海沉积盆地，处于大陆坡与深海交界地带，以往称为"管事滩北盆地"。这个盆地形成时代可能比较新，大概相当于南海第二次扩张开始之后，地层主要为中新统到第四系，物源来自北部，有浊流沉积。

第二节　西部大陆架区

南海西部大陆架指中南半岛东侧的大陆架。此大陆架极为狭窄，坡度很陡，在岘港岸外大陆架宽度可达 108 公里，至归仁岸外迅速减少至 25 公里，几乎没有真正的大陆架可言。往南至金兰、藩朗岸外又逐渐增加到 50 公里。

此外大陆架如此狭窄的原因，是由于大陆架外缘发育一条南北向的大断裂。北端已知伸至北纬 14° 附近，向南延伸，可能进入南海西南（北巽他）大陆架，延至加里曼丹岛。测深资料发现有一条大致平行于海岸的海渊，也伸至北纬 14° 附近。另外，还发现此大陆架上至少有一段阶地，阶地向海边缘平均深度为 50 米，大陆架表面还有许多基岩凸起的小丘分布。如此狭窄的大陆架可以看作是越南陆地地质构造的直接延续是受越东一纳土纳南北大断裂所限。

关于越南的地质构造，据现有资料综合分析，越南中部及南部大部分地区是一个古老的地块，即柬埔寨地块或称印度支那地块的一部分。此地块在东部隆起最高，最古老的地层出露在越南东海岸突出部分的昆嵩附近，称为“昆嵩地盾”，由石英片岩、片岩、花岗片麻岩和其它变质岩组成，其时代有人认为是前寒武纪，有人认为是早古生代。“昆嵩地盾”以西是一大片玄武岩覆盖区，即西部高原，这些玄武岩是第三纪晚期至第四纪的产物，还有一些时代略早的中性喷发岩。再往西至泰国东部、老挝南部及柬埔寨北部是大片中生代晚期产状很平的陆相呵叻群的红层所占据的高原，即呵叻高原。看来柬埔寨地块是由前寒武纪的“陆核”和早古生代褶皱基底共同组成的稳定地块，这是中南半岛地质构造的核心。

柬埔寨地块的东北侧是长山海西褶皱带，该带内沉积有巨厚的下古生界及泥盆—石炭系复理石沉积。该褶皱带的特点就是受到一系列北西向大断裂的控制。这些大断裂不仅是不同时代褶皱带的边界，而且是褶皱带内次级隆起带和凹陷带的界线。并且有明显的继承性，形成一系列近乎平行的复背斜和复向斜带相间排列的格局。这些大断裂及受其控制的构造带显然已延入南海西部大陆架。如地震 3108 和 3108³⁰′ 测线，在莺歌海坳陷南侧发现一巨大的隆起带，其南北两侧均有一条巨大的正断层（相当于红河深大断裂和秀丽大断裂）。从剖面上可以看到其内部遍布大量的断层，具有复杂的断块结构，其上上新统沉积物厚度较薄。这一隆起带从走向上看，应是北越红河深大断裂与秀丽深大断裂之间的黄连山复背斜的延伸部分。在其南侧又见一巨大的坳陷，地震 3108 和 3108²⁰ 测线只见其北侧的一部分，沉积物厚度可达 4000 米。这可能是越南陆上黑水河复向斜的继续。

顺化、岘港东南的大陆架，即西部大陆架最狭窄的部分，是“昆嵩地盾”的水下部分。1967 年前后，美国海军海洋局“磁性调查计划组织（MAGNET）”曾在此区做过两条航磁测线，认为“南越东海岸很狭窄的大陆架上不可能发育有第三纪沉积，海底就是陆上古老岩石的直接延续，只有往北到岘港附近大陆架变宽处，才可能发生沉积作用”。因为这段海岸直至近期仍处于上升状态，沿岸或近侧陆上不但没有第三系沉积，连第四系也只零星散布在极为狭小的地段内。

这里值得注意的是大陆架外缘西南的湄公河盆地和西贡盆地，其新生代沉积均为 3000～4000 米，分别有发育的三角洲沉积和许多泥岩穿刺构造。所钻的玫瑰 1 井，已见油气，是越南两个已知含油气盆地。

第三节　西南大陆架坳陷区

南海西南大陆架，即北巽他大陆架，面积达28.5万平方公里，一般水深小于100米，近10多年来，由于在这个大陆架陆续发现油、气田，许多外国石油公司蜂拥而上，在各自的“租赁区”内进行了大量的地球物理和钻探工作。过去“联合国亚洲及远东经济委员会(ECAFE)”以及最近我国“海洋四号”，均在此大陆架进行了大量调查，目前已知有两个巨大的沉积盆地和一些隆起带。现由北向南分述如下：

一、万安滩脊

北巽他大陆架和南海海盆之间的边界线取200米水深线，相当于大陆架坡折（陆棚沿）的大致深度。“亨特号”有几条地球物理测线穿过这条边界线。从剖面上看，在大陆架外缘和大陆坡脚处潜伏着一条狭长的山脊。因为它位于我国领土万安滩、西卫滩和南安群礁等珊瑚礁滩区，故命名为万安滩脊。这条山脊环绕南海海盆的西南端大致向西南呈弧形突出。

横过这条基底山脊的磁力资料，显示该处只存在低于−150伽马的低磁力起伏，形成了与大陆架外缘大致平行的线状异常带。从剖面上看，这条山脊好象一条堤坝，但是东端不甚明显，只见到非常复杂的断裂带存在。这条山脊上往往形成一些浅滩或发育着一些珊瑚礁，如上述的万安滩、西卫滩、南安群礁等。这条山脊（隆起带）南北两侧都有一个大坳陷，如果隆起上有一定厚度的沉积，就会成为很有希望的含油地带。

二、呵叻—昆仑台地

“亨特号”有几条地球物理测线经过中南半岛的南部大陆架，显示在靠近半岛的大陆架上，声波基底埋藏较浅，形态宽阔而平坦，并且具有强烈的磁力异常。在昆仑岛附近测得磁力异常有短波长、陡梯度和低于±225伽马变化幅度的特点，据计算，磁力基底埋藏深度平均在海平面下340米。根据地震资料解释的基底深度大致与此相同。这些资料说明，基底是一个较为宽广的隆起区，与中南半岛南端的轮廓相似。这个台地的基底是从中南半岛南端延伸至水下的。据航空磁测资料，台地北侧越南南部陆上，在湄公河三角洲西南有一古老坚硬的、表面凹凸不平的隆起带，可能是从中南半岛中南部的呵叻高原向东南延展到湄公河三角洲西部的。由中南半岛南部陆上和越南南部西海岸若干岛屿上获得的地质资料来看，沿柬埔寨海岸出露的为三叠系至侏罗系的陆相砂、砾岩，以及时代可延至白垩纪的较年轻的呵叻群。富国岛和安泰岛是由中生代地层组成。布罗般洋岛本身和邻近的罗加布兰克小岛是相当于泰国的普藩群的红层和二叠系石灰岩，甚至还可能有泥盆—石炭系存在。台地东部的昆仑岛是由花岗岩组成，花岗岩的同位素年龄为70～100百万年，其时代相当于晚白垩世。所以，总的看来，这部分大陆架是越南南部和柬埔寨沿岸隆起带的一部分。呵叻—昆仑台地西缘，地震测量在布罗般洋岛西南60公里处发现一条大断层，这是呵叻—昆仑台地与泰国湾盆地的分界线。台地东南侧与曾母暗沙—沙捞越盆地分界处，从“亨特号”的地震剖面上看来相当陡峻，附近还有些底辟构造存在，其性质也颇似断层。

三、湄公盆地

呵叻—昆仑台地的北侧，现今湄公三角洲所占的地区是一个较年轻的沉积凹陷，称为湄公盆地。这个盆地向西延展远远超过西贡，直达柬埔寨吴哥窟和洞里萨湖附近。这个盆地从构造上说是一个发生在古老地块（柬埔寨地块）上的一个北西向的地堑带。它从陆上向海延伸至藩阳以南的大陆架宽度增大处，直至万安滩脊以西。据“磁性调查计划组织

(MAGNET)"的航空磁测资料解释，估计湄公盆地磁性基底埋藏深度在海平面下5～8公里之间，而且在盆地的北部较深。由于湄公河每年自上游携带大量泥沙（约1.8亿吨）倾注入海，在河口形成三角洲。目前，湄公三角洲每年仍以60～80米的速率向海扩张。据钻探资料，西贡和迪石附近第四纪冲积层厚仅110～200米，但至巴沙河河口的朔庄附近一口钻井深450米仍未钻穿。第四系在这个盆地东部（大陆架）白虎1号钻孔已在下第三系砂层中发现油气，日产油320吨。

四、曾母暗沙—沙巴盆地

呵叻—昆仑台地以南至加里曼丹间的大陆架—沉积盆地，北界昆仑隆起，西界纳土纳（北巽他）脊梁，东北以线状弧形海脊与南沙盆地分开。基底为前第三系和部分下第三系变质岩，盖层主要是上第三系，有始新统或渐新统。加里曼丹西北海上沉积岩最厚达9000米以上。此盆地以基岩之上的沉积层2公里等厚线为界，长1500公里，宽200公里，面积为23.9万平方公里。我国最南领土曾母暗沙即位于盆地的中部，故称为曾母暗沙—沙巴盆地，米里油田是此盆地中较为著名的油田，产层主要是上中新统至上新统三角洲砂岩。

从区域构造发展历史来看，盆地的东北部分，实际是西北加里曼丹地槽的一部分。西北加里曼丹地槽占据沙捞越、文莱、沙巴西部大部分地区及相邻的部分大陆架，呈北东—南西向延伸200公里左右，形成于晚白垩世至第三纪。当时沉积了页岩、砂岩和少许石灰岩，伴随有蚀变玄武岩、辉长岩、凝灰岩和放射虫燧石等"蛇绿岩套"的达瑙组，厚度超过万米。这是地壳俯冲带的证据，北侧的海洋板块向南侧西加里曼丹地块俯冲。曾母暗沙—沙巴盆地的东部具有弧前盆地的性质，其中由上第三系组成的沉积物形成宽广的向斜带和褶皱复杂的背斜带，许多年轻的构造走向呈东西向或北东向，被许多正断层、逆断层所复杂化。如文莱诗里亚油田就是一个长16公里，宽32公里的北东向背斜构造。构造上有一条向北倾的纵断层和许多横断层，将油田切成许多断块，油层受构造控制极为明显。

曾母暗沙—沙巴盆地西部呈北西向延伸部分，与纳土纳脊平行。纳土纳脊也被认为是一条俯冲带，俯冲是来自南方的话，曾母暗沙—沙巴盆地西部其性质是一前陆盆地（位于火山弧后的盆地），其基底是由千枚岩和其它白垩系—始新统的变质岩组成。

五、纳土纳脊

纳土纳脊是北巽他大陆架上很突出的一个构造。大纳土纳岛以东的几条地震测线显示纳土纳脊东侧有几条北北西向大断裂组成的断面南倾的断裂带，向北延伸至泰国湾中部，向南则延至古晋附近海岸进入加里曼丹中部，这就是著名的沙捞越大断裂。伴随这条大断裂的是梯度很陡的负磁力异常（大约-800毫伽）。根据野外观察研究，认为沿着这条大断裂具有左旋水平滑动性质，并认为可能在晚侏罗世以前就已存在。大纳土纳岛以西，有一条裂谷存在，称之为西纳土纳裂谷，其内充填了较厚的沉积物，估计为第三系，厚度可超过2500米。大纳土纳岛西南的岛屿，是由中生代的燧石或辉长岩、闪长岩和苏长岩组成的班古兰组构成的。此区班古兰组燧石和"蛇绿岩套"可与加里曼丹陆上的"斯米道带"的达瑙组相当。达瑙组也伴随有放射虫燧石和蛇纹石，具有"又窄又深"海槽中沉积的特征。科里曼(Coleman)则认为这种蛇纹石杂岩（蛇绿岩套）可能是大洋型和大陆型岩石圈板块之间的造山运动初期的产物，时代可能属侏罗纪或早白垩世。由此看来，当时这里存在着一条板块俯冲带，俯冲作用是由南向北迁移的，可能是南海海洋板块沿以沙捞越大断层为代表的俯冲带向西南俯冲的结果。这里必须提到的是加里曼丹西部从达土角至散巴角一段海洋以东至木勒山脉和斯赫瓦内尔山之间的一大块岩浆岩和变质岩广泛出露的三角形地区，以前被认为是

所谓“巽他地盾”的一部分。其实，这个地区的地质表明它并不是一个“地盾”。构成此核心的结晶片岩可能是前石炭系，经海西运动褶皱，被二叠—三叠纪、侏罗纪和白垩纪的花岗岩浆侵入并发生大量的交代作用，形成各种深度变质的岩系和混合岩。这个地区至侏罗纪以后，基本上成为一个相当稳定的地块，隆起为陆，其北侧一带呈大陆架浅海状态，再向北侧发育一条白垩纪的西北加里曼丹地槽或褶皱带，东侧发育着第三纪的东加里曼丹地槽或褶皱带。

六、泰国湾—马来亚盆地

纳土纳脊以西，泰国湾海域是一个巨大的沉积盆地，称为泰国湾—马来亚盆地。盆地长约1100公里，宽度平均200公里，面积约23.3万平方公里。由钻探获得的资料表明，盆地内渐新统到第四系沉积物厚度可达万米。盆地东部沉积层较薄，基底为白垩系及更老的火成岩和变质岩，组成呵叻—昆仑台地的基底可能一直延入盆地东部。柬埔寨海面曾有一口探井（位置在东经101°57′，北纬9°51′），在井深2329.5米遇到变质岩基底。盆地的西侧看来好象是被几条花岗岩或变质的地层形成的山岭（或构造脊）分割成的槽地。这些山岭显然是马来半岛东部的褶皱山脉的延续。盆地的南部边界是亚南巴斯隆起，从地震资料来看，亚南巴斯隆起向西延伸到马来半岛东岸外的潮满岛，向东则延伸到大纳土纳岛。

盆地中部存在长300公里的紧密褶皱带，褶皱大量被削平，其走向北西，局部构造呈雁行排列，为北西西向，大部分与泥岩穿刺有关。由于在平坦的大陆架下面没有供滑动或移动的自由斜坡，这些挤入构造实际上是由泥岩组成的底辟构造，且已为钻探所证实。盆地西北角发现了“13”构造，产天然气与凝析油，含二氧化碳达32%。盆地西南部有塔皮斯（Tapis）、贝科克（Bekok）和布莱（Pulal）等油气田。盆地中央的皮朗（Plong）、泽泥赫（Jerneh）、塞帕特（Sepat）与塞孟科克（Semanctkok）等处发现了强裂的油气流。该盆地已发现10亿桶油、15万亿立方英尺的天然气，是东南亚重要的含油气盆地之一。产层主要为中新统砂岩，油气田沿盆地中央分布，并多集中在盆地东南，可能因向东南海相沉积和储集砂岩发育较好，以及与油气运移方向有关。

第四节　东部海槽—海沟区

南海东侧以一系列海沟—海槽为其主要构造特征，与南海其余部分显著不同。这些海沟—海槽是西太平洋海沟—褶皱带的一部分，属菲律宾海板块向欧亚板块俯冲形成的岛弧构造体系。南海盆地东部的马尼拉海沟，向南延伸为巴拉望海槽。菲律宾断裂带从棉兰老岛东部开始呈北西向弧形切割整个群岛，主体是左行横推断裂，伴有右行横推断层。沿断裂带发育有蛇绿岩、蓝闪石片岩和混杂岩。此外有转换断层切过，使得菲律宾构造格局更加复杂化。前中生代时，菲律宾群岛为地槽区，到三叠纪可能出现岛弧。经中生代至早第三纪末的构造运动，岛弧进一步褶皱隆起、分离合并，形成岛弧构造和沉积盆地的雏形。晚第三纪普遍海侵，并伴随火山活动。南海盆地东部岩浆活动和地震较少，相对稳定，构造大体呈北东向，盆地较开阔。巴拉望盆地就是此区在晚第三纪基底断裂活动形成的冒地槽型大陆架盆地。这个盆地海相沉积比较稳定，地层向西南可以与沙巴对比，发育有利于储油的第三系礁灰岩和砂岩。最近巴拉望海域已成为菲律宾第一个工业性油气盆地。

一、马尼拉海沟

菲律宾岛西侧大陆坡脚下是一条深约4900米的深海沟，即马尼拉海沟。海沟东侧即通过卢邦岛向北和北西方向延伸的海脊，此海脊的西翼就是吕宋岛下大陆坡。自2925米深度

直至南海海盆底的深度，这一段坡度大约为7°，而到海沟底部的坡度增大至13°，许多地段坡度被一些小的阶地复杂化。海沟的西缘是一条外脊，这是一条延伸于北纬14°～15°之间的隆起带，是由一些地貌上成宽阔的隆起加上许多小的海底山复合体构成的。这条外脊比海沟轴以西80～90公里的南海海盆的海底高出100～200米，可能是沉积作用后形成的海底隆起。海沟的西壁从外脊顶下降至海沟底，即3577～4389米深度之间，主要的坡度角为1°30′；从3879米深度至海沟底的坡度很陡峻，有的地方成阶梯状或突然变化，暗示有断层存在。海沟底部非常平坦，约位于民都洛岛以西，最大深度达5249米。在这条海沟中，有些地段测得有成层的浊积层存在。北段有一呈峡谷状的洼地，其中有成层的沉积物，估计至少有200米厚。其它地段充填海沟底盘的物质主要是声波穿透的沉积层组成。由此看来，沉积物必然是在沉积之后经过再分布。

“魏玛号”和“拓洋丸”所做的地震折射记录表明，马尼拉海沟之下有与南海海盆东部正常的洋壳相似的速度结构（图1-4-12和1-4-13）。在低速沉积层之下有一层厚2.5公里、速度为4.5公里／秒的“层2”，其下是速度为6.6公里／秒的“层3”，厚4～5公里，“层3”之下就是莫霍面。莫霍面之下是速度为8.2公里／秒的上地幔。从记录上看，“层2”表面非常粗糙，这种声学特征与大西洋和太平洋盆的“层2”相似。另外还有一个重要的现象，就是这里上地幔的深度接近10公里，比菲律宾海或北太平洋洋盆西部浅约2公里。这种现象以前被解释为大陆壳之间的过渡带，即认为是由于海底扩张后，新生的小海盆其底盘下沉尚未达到正常洋盆深度的缘故。

从“魏玛号”的地震测线资料来看，北纬16°50′斯蒂尔特滩以北，还有一条已被巨厚沉积物填满了的海沟，一直向北延至北纬20°30′，其末端是一个地貌上的洼地，莫霍面的深度比正常洋壳也浅2公里，但“层2”的速度比南延海沟要低。马尼拉海沟总观是代表了岛弧系的前渊海沟。

二、巴拉望海槽（盆地）

巴拉望海槽从东经118°附近巴拉望岛西侧最狭窄的大陆坡脚起延至沙巴西北大陆坡脚，全长732公里，宽30～90公里。海槽平均深度为2850米，最深处位于巴拉巴克岛以西，为3475米。这个海槽的北端在我国南沙群岛的礼乐滩附近，以一海谷与南海中央海盆相通。这条海槽的北西和南东两侧都受断层控制，形成地堑式的海槽，槽底平坦，有厚的沉积物填充。据地震资料估计，可能是上第三系至第四系的所谓“变形后沉积”，厚度可达2000米，其下受褶皱变形的地层，可能属下第三系，厚度约有500～1000米。这条海槽形成的时间可能是中新世或上新世。早中新世时为向西倾斜的浅海台地，沉积碳酸盐岩。早中新世后期，盆地急速沉降，沉积了厚的海相页岩和粉砂岩，并有部分浊流沉积。中中新世末发生区域性构造运动，巴拉望岛褶皱隆起，海水向西退出，沉积岩变形侵蚀。晚中新世两次海侵，形成了大量的碳酸盐岩和碎屑岩。晚中新世末期，盆地又一次上升，部分地层遭受剥蚀。上新世海水再度侵入，直至现在，沉积了碳酸盐岩、礁和冲积层。巴拉望海区油田产层为中新统下部礁相石灰岩。礁的规模较小，但成群分布。有些礁经钻探结果不理想，可能与曾经露出水面有关。礁的物性好，则有南尼多1号井、曼廷洛1号井等日产千吨。有利的储集层还有早中新世白云岩、晚中新世砂岩及上新世礁。中新世海相钙质页岩为主要生油层。帕加桑1号井生油岩有机碳含量为0.18～0.66%，镜质体反射率为0.32～0.75%，最高古地温为138℃，属成熟的生油层。

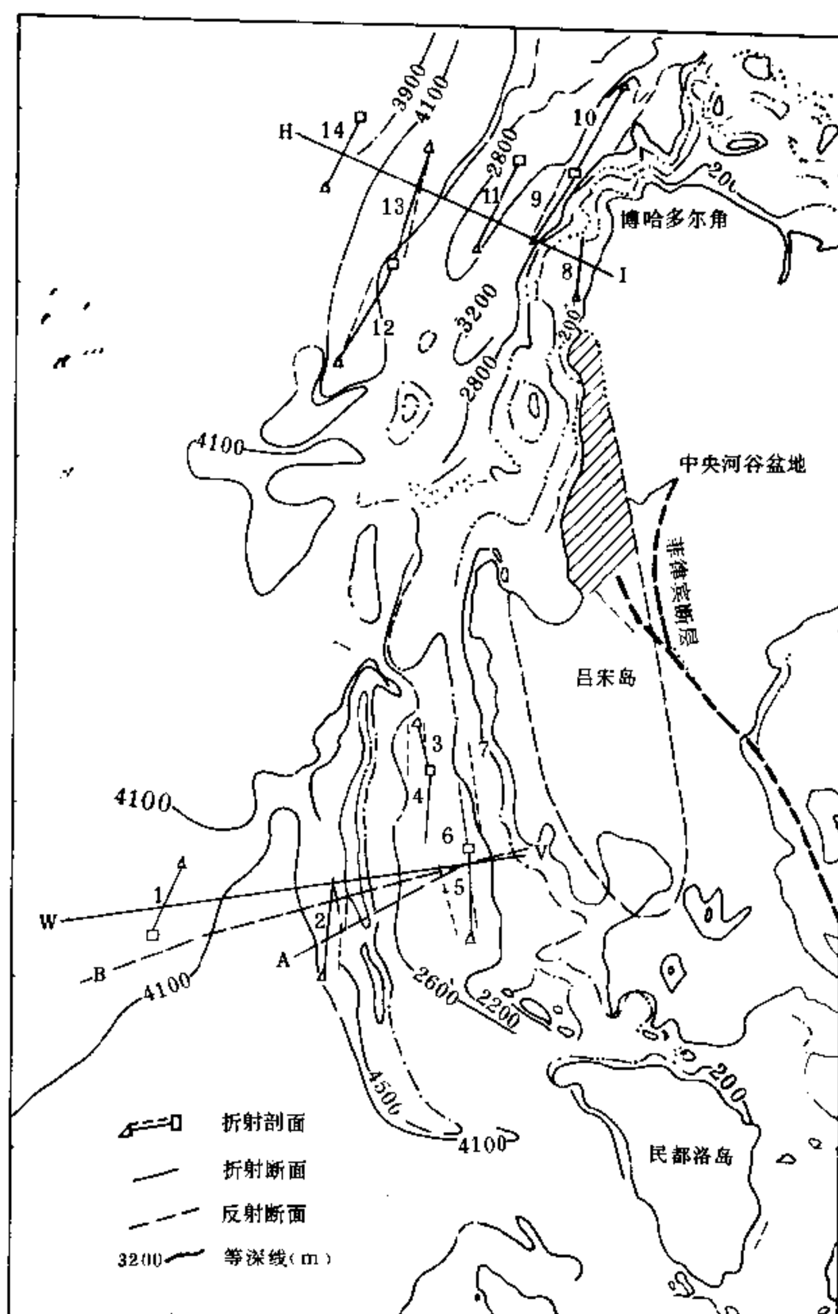


图 1-4-12　南海东部地震折射剖面位置图（据路德维格等，1967）

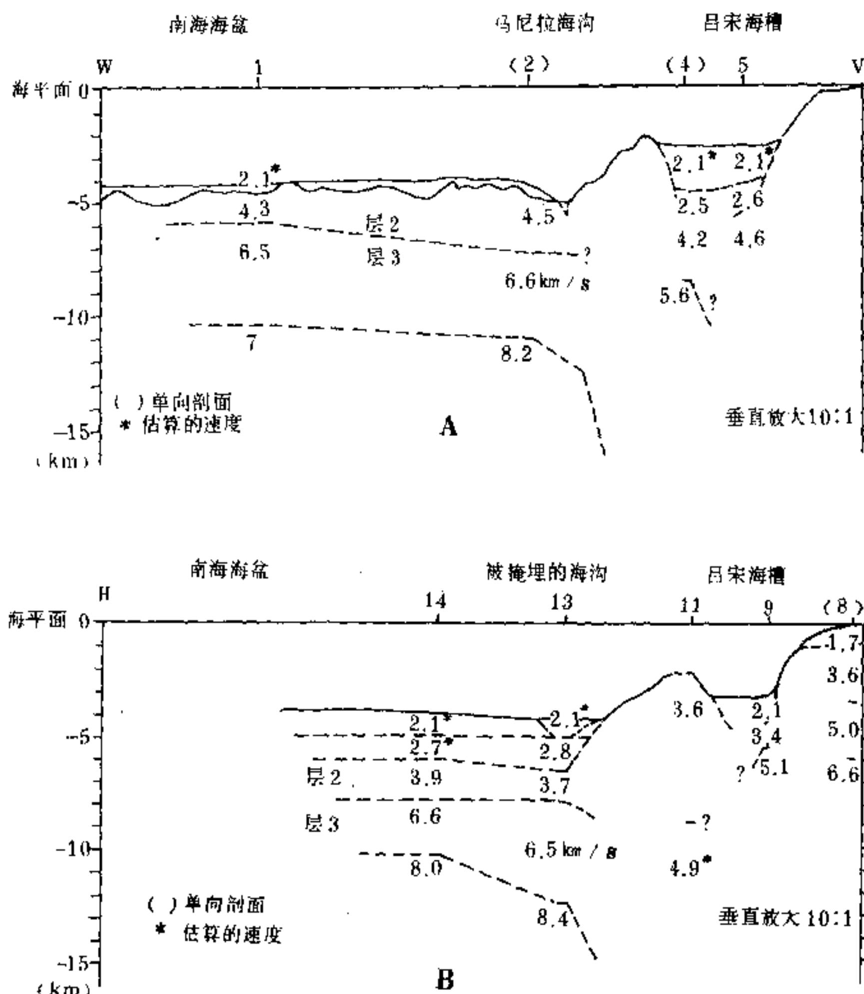


图1-4-13 中吕宋西部（A）和北吕宋西部（B）海上地震折射剖面图

盆地中的上部沉积层厚度系根据路德维格（1967）沿相同测线所作的反射剖面而确定的

第五节　中央海盆区

南海中央海盆是一个北东向的深海平原，平均深度为4000米，最深处为5567米。有两个由断块、火山和钙质岩礁构成的丘陵区，其中范围较大的一个位于盆地的西南，包括了南沙群岛和许多小的沙洲与岩礁。另一个较小的丘陵区是由中沙群岛、西沙群岛等小的岩礁组成。南西和北西两侧各有一个宽阔的大陆坡，南西侧大陆坡成海底高原状，北西侧的大陆坡呈阶地状，海盆中部在大洋玄武岩上有上第三系与第四系深海软泥、粘土及浊流堆积。磁异常在海盆地南部、西部和北部较低，是因为磁性基底埋深大而引起。在吕宋岛西侧海域磁异常较大，东西向磁条带明显，且与海底火山链平行，同时磁异常与地形、构造对应关系较明显。

为叙述方便，以下将南海中央海盆区划为六个构造区加以描述。

一、东沙坳陷带

东沙坳陷带占有南海海盆北侧自台湾岛南端至海南岛之间的大陆坡，水深在200～3100

米之间，其外缘轮廓呈向南突出的弧状斜坡，与大陆架外缘轮廓很相似。

此坳陷带的北东部分，台湾岛以南的大陆坡坡度较陡，坡度角为1°24′，至台湾浅滩以南，大陆坡上段（水深在200～2560米之间）坡度角可达1°25′，下段（水深在1828～3600米之间）坡度较缓，仅0°14′。西部东沙群岛附近大陆坡呈一海台状，其外侧为凸形缓坡，其上段（水深在200～700米之间）坡度角为0°51′，但700米水深线以外，坡度急剧增加，以1°27′的陡度倾入深海平原，这一段大陆坡上有一些珊瑚礁岛屿突立于坡面之上，东沙群岛就是其中最大的珊瑚岛。西南段在海南岛东侧，大陆坡也相当陡峻，宽度明显的变窄。

综合1986年以前的地震资料分析，东沙坳陷带西北侧的海脊，是一条由褶皱基底组成的隆起带，即东沙—神狐隆起带。隆起上沉积物较薄，厚约1500～2000米左右，在上第三系海相砂、泥岩沉积的下部，有一套厚达200～300米的碳酸盐岩台地相沉积，面积广阔，达2万平方公里。1987年初，已在隆起东部钻探发现流花11-1等大型油田，是当前积极进行油气勘探，且含油气很有前景的海区。隆起南东内侧即是一个大型沉积坳陷，第三系沉积厚达7000米，为中、新生代裂谷盆地，自东而西包括有台西南凹陷、潮汕凹陷、白云凹陷（即珠二坳陷）等。由于资料所限，多认为整个新生代沉积时期，坳陷南缘是开口的，是广海沉积，不利于有机物的聚集和油气生成，油气远景评价持否定意见。

1985年7月，中国科学院南海海洋研究所，横穿坳陷直达南海中央海盆，做了两条近南北向的综合地球物理大剖面，总长900公里，记录时间长度为6秒。1987、1988年南海东部石油公司勘探区的坳陷区西部，将地震测线网加密至18×30公里，个别重点地区达3×6公里。通过大量新的资料及综合论证后，认为白云凹陷是坳陷区面积最大的坳陷，面积达12000平方公里，早第三纪始新世时已经形成。坳陷东边为东沙隆起；西边为神狐暗沙隆起；南边为一统暗沙隆起；该坳陷为一封闭性湖盆，沉积厚度超过2500米。渐新世水体不断扩大与珠一坳陷连成一体，转为半封闭状态，沉积厚1400～1500米。中新世后，南部隆起全部淹没在水中，成了广海沉积，沉积厚1400米，并且一直延续至今。

西南侧开平凹陷，是一个残留凹陷，大面积缺失T_8和T_9反射层，生油潜力差，火山活动频繁。潮汕凹陷，也是一个残留凹陷，断层发育，且多晚期发生，能直达海底，火山活动明显，可能影响油气的形成。

另外，从南海北部东沙坳陷与马尼拉海沟区之间隔以数百公里宽的、平均水深3400米的深海平原，显然说明南海北部受到的构造挤压已较台湾—琉球弧带大大减弱，海底曾经发生过南北向扩张。

二、西沙北海槽

从各种不同的水深图上都可以看到，在北纬17°30′～18°10′、东经110°40′～114°00′之间，有一近东西向的深海槽，横插于南海北大陆坡与西大陆坡中间，海槽长约250公里，宽约100公里，最大深度位于东部，最深点为4079米（据图尔柯，1975年），本文称此区为西沙北海槽。

据1500测线观察，海槽呈一地堑型的深坳陷，南北两侧均有大断层为界。据重力测量，发现海槽上有一很大的重力正异常（可达+125毫伽），此外，海槽北侧天然地震频繁，震中排列方向为东西向，这显然与海槽北侧的大断裂有关。海槽东端与南海北部深海平原相接，一般水深在3000～3500米。向西逐渐变浅，西南折曲部分水深1000～1500米。然而，从地震剖面上看，坳陷仍然存在，只是由于该处有较厚的沉积物填充而已，这条海槽从走向

上仍与莺歌海东坳陷（内含琼东南盆地）有关。

从海底地貌分析，这条海槽似乎是一条分界线，其北侧的大陆坡（东沙坳陷区），虽然也呈阶地状，但各级阶地狭窄，几乎成线状，而海槽南侧的大陆坡呈宽阔而明显的阶地地貌，因而有人称此大陆坡为“陆坡阶地区”，断块形态显著，暗示这两个大陆坡的构造特征有所不同。

目前缺乏有关这个海槽的深部地壳结构的资料，难对其成因和性质作进一步的讨论。但是，西沙北海槽显然是南海北部大陆坡上的一个重要的构造单元，揭示这个海槽的秘密，对研究此区的及邻近的莺歌海坳陷（内含琼东南盆地）的地质构造特征和南海的成因等重要的课题具有很大的意义，值得进一步进行调查研究。

三、中建西盆地

南海西大陆坡宽度较窄，但具有明显的阶地状的地貌特征。北部至少可以看出两级阶地（海坪），在 1000 米水深线以内的一级阶地以 1°19′的坡度向上抬起，与莺歌海大陆架边缘相接，1000～1500 米水深线之间为宽约 540 公里的二级阶地，阶地外侧以 6°09′～21°50′的陡坡下降至 2900 米的海槽底，海槽之外是中沙群岛，突起于 3500 米深的海底（大陆坡脚）之上。此大陆坡南部与越南东侧大陆架外缘的南北向大断裂连线至 2000 米水深线之间，地形非常陡峻，2000 米水深线以外则是一个很宽平的阶地，至其东缘又有一陡坡迅速下降至南部深海平原。

中建西盆地是指南海西大陆坡 1500 米水深线以内的区域，其内侧与大陆架相接，外侧以西沙北海槽东口至归仁以东的大陆架边缘处的连线为界。整个坳陷带似一直角三角形、北宽南窄。

四、西沙隆起带

在中建西盆地的东侧有一个隆起带，称为西沙隆起带。隆起带南北两端有明显的差异，其北段是一个宽广的地垒状的隆起区，称为西沙台地。台地隆起最高部位的顶部饰以几组环礁和岛屿，即西沙群岛。台地东侧以一断层陡坡与东沙海槽（凹陷）相邻，北侧以一系列断块组成的斜坡下降至西沙北海槽，南侧从水深图上看，可能也存在断层。西侧情况不明。台地东西距离约 180 公里，南北距离约 200 公里。

台地上的布格重力异常值全为正值，变化范围从+39.5 毫伽（北岛）至+72.7 毫伽（中建岛），并向北西方向递降。有北东东向 2160 测线和北西向 1425 测线两条地震测线交叉穿过台地。从地震剖面上可以看到 1000 米水深线以内的岛礁区的基底很平坦，呈一准平原状。东、西两群岛礁之间有一小凹陷，西侧在甘泉岛西南也有一凹陷，因测线太稀，不能追踪这些凹陷的走向。

在台地东北宣德群岛的永兴岛上钻了一口探井，即西永 1 井，揭露地层 0～169 米为第四纪珊瑚礁，169～1251 米为上第三系珊瑚贝壳碎屑灰岩夹白云质珊瑚礁灰岩。据有孔虫、介形虫及孢粉分析资料说明，这套地层包含有中新统和上新统。1259 米不整合面之下为 28 米基岩风化壳。自井深 1279 米以下为变质岩基底。据观察岩芯，这套变质基底的岩性十分复杂。三块岩芯标本薄片镜下鉴定的结果：井深 1280 米为花岗质片麻岩，1288.44～1289.19 米为黑云母二长片麻岩，1371 米为花岗片麻岩。部分变质较深。二块样品的同位素年龄分别为 61.3 和 68.9 百万年。据鉴定者的认为所测同位素，年龄可能略偏年轻，大体上相当于晚白垩世或白垩世，但是，这个年代究竟是原岩变质的时代还是最后一次蚀变的时代，现在还无法确定。

基岩之上的珊瑚礁灰岩，在井深 1134.9～1137.35 米发现较多的孢粉，其组合以被子植物花粉为主，占 71.3%，裸子植物花粉次之，占 22.2%，蕨类植物孢子只占 5.8%。其中热带、亚热带植物花粉占绝对优势，如锥头麻属、榕属、红树科、棕榈科、山黑豆属、朴属、黄杞属、化香树属和台湾粉等，还出现有一定数量的草本植物，如禾木科、山黑豆属、毛茛科、桔梗科等，叶茂花序植物花粉很少。在此深度以上孢粉逐渐稀少，在井深 350 米以上的岩芯几乎全无孢粉化石。与此相反，有孔虫和介形类等海相化石则随深度越向上越多。结合基底已准平原化和具有较厚的风化壳看来，西沙台地基底褶皱变质后曾有较长时期上升为陆，在晚第三纪开始沉降为海时，附近仍有相当大片的陆地。以后，随基底的不断下降，海侵越来越大，陆地面积迅速缩小，以致全部沦为海洋，只有隆起的高处有珊瑚附着生长，珊瑚礁生长速度与基底沉降速率大致相等（中间可能有过相对稳定甚至轻微回升时期），遂生成厚达 1251 米的珊瑚礁灰岩，并形成现今广大的礁岛和沙岛，耸立于变质基岩平台之上。

北东东向的 2160 测线东段，大致在宣德群岛以东，基底断裂非常发育，断块很复杂，海底地形迅速向深海平原下降，复盖的沉积物越来越薄，至深海平原边缘，声波穿透的沉积物几近于零。从永兴岛东南 60 公里的高尖石，出露有玄武岩或玄武岩质的火山碎屑岩，加以该处的磁异常曲线呈短波长、陡梯度、急剧变化的特点判断，显示基底为玄武岩性质的地层。由此可见，西沙台地东侧可能存在一复杂的构造带并有强烈的火山喷发活动，此构造带的性质和延伸方向，现在还不明了。

从近南北向的 1450 测线上看到西沙台地北侧也有一系列断裂，切割基底及其上的沉积层，断裂逐级向西沙北海槽下降，成一较平缓的斜坡，斜坡上的沉积物比台地上要厚得多，估计可达 3000～4000 米。这一带的含油远景很好，但水深过大。

台地基底的构造在地震反射剖面上不很明显，据宣德、永乐两组岛礁的分布及其间有一浅凹陷来分析，可能存在有两条北东向的构造脊。由于长期上升削蚀，几乎被削平，宽度很大，只在其间保留一窄而浅的残余向斜。

西沙台地的西南是一水深 1000～1500 米的阶地，“鲁斯安号”有三条测线通过此区东部和南部，显示此水下阶地的基底也有两条构造脊。每条脊都是由一系列的紧密排列背斜组成的，东脊的深度约在 1000～1500 米之间，西脊的深度在 1500～2000 米之间，其深度与西沙台地大致相当或略深。两脊之间有一凹陷。脊和凹陷均有已褶皱的沉积物（推测属下第三系），凹陷中其厚度可超过 1500 米（未测得基岩反射深度），其上未见有新的未变形的沉积物覆盖。由此看来，此区构造上应为一拱起，故称之为南西沙拱起。

南西沙拱起和西沙台地实际上是同一隆起带（即西沙隆起带）的两个不同部分。西沙台地显然是因褶皱以后被抬升而露出海面，受到剧烈的侵蚀，褶皱变形的（下第三系?）沉积物已被剥蚀殆尽，准平原化以后，接受有较年轻（上第三系）的沉积和珊瑚礁堆积。南西沙拱起以后未升出或仅短期露出海面，侵蚀不烈，脊状形态基本保留下来，已变形的沉积物保存较好，但其上几乎没有（或只有很薄的）新沉积。可见西沙隆起带南北两段仅后期的构造运动有所不同而已，这两部分之间可能有断层存在。

西沙隆起带以西至大陆架外缘是一个凹陷，称为西西沙凹陷（盆地），外形似一等边三角形，由于沉积物的充填，现今地貌上呈现为一平缓的斜坡。据南海海洋研究所作的磁力测线，其磁异常曲线很平缓，变化幅度不大（在+100 伽马上下）与南海其他沉积盆地所测得的曲线相似，这个凹陷目前缺乏地震资料，仅“鲁斯安号”有两条穿过海南岛正南方大陆架外缘的短测线，显示大陆架外有一凹陷。此外就是“磁性调查计划组织”有一条测线，自曼谷经

岘港直至西沙群岛，据说在顺化岸外发现有巨厚的第三纪沉积，一直分布至西沙群岛，可能指的就是这个凹陷。如前所述，西沙群岛的正重力异常向西北和西南方向降低，显示基底有向此区下降的趋势，因此，推测西沙台地西侧可能有一沉积凹陷存在（即中建西盆地）。

西西沙凹陷是在莺歌海坳陷、西沙北海槽会合处的凹陷，又有越南东侧大陆架外缘的南北向大断裂通过其西侧，此凹陷位于这三组构造线作“Y”字形交汇处的附近。在构造上可能是一个破碎带，推测此凹陷内可能有较厚的沉积，据埃默里（Koemery）和本·阿弗拉罕（Ben-Avraham）在1972年作的《南海海盆地质图》，在此凹陷东侧有1500～1750米晚第三纪或上新世的沉积。此凹陷如果存在，其含油远景是非常好的，因为它西侧靠近越南大陆架，有丰富的有机碎屑物质来源，东侧靠近西沙群岛珊瑚礁发育区，可能有埋没的珊瑚礁灰岩层或透镜体存在，可作良好的储集层。虽然水深较大，但对此凹陷进行勘探仍然是很有必要的。

五、中沙坳陷带

中沙坳陷带位于西沙坳陷带外侧与中央深海平原之间，其西南端与越南归仁以南的大陆架外缘大断裂相接。

“亨特号”和“鲁斯安号”有几条地震测线通过此坳陷带。综合这些测线资料，可以看出此坳陷带的东侧有一隆起带，此隆起带的北端就是中沙群岛，称之为中沙隆起带。

中沙隆起带北端的中沙群岛，是一个北东向纵长140公里、宽约65公里的海底高地，突起于3500～4000米的深海平原边缘上，顶部是个巨大的环礁，边缘有20余个排列成环状的暗沙，离海面很近（多为7～20米），中部为一礁湖，水深75米。礁湖中间也有暗沙分布。中沙群岛东侧以约50°的陡坡下临深海平原，西侧是一条深达2500～3000米的海槽，与西沙群岛遥遥相对。中沙群岛北侧基底深约1800～2000米，表明略有起伏，但大致成一平台状，外缘有一尖峰，耸立于水深1000米处。中沙群岛上的重力异常值很高，可达+90毫伽，磁测资料也表明此区为一磁力异常区，磁异常曲线特征是短波长，异常值变化幅度大。结合海底地貌看来，其基底可能是一个巨大的火山锥的集合体。这种性质说明中沙群岛的基底构造与西沙群岛不同，似为一凸起。中沙群岛东北尚有一较大的水下隆起，顶部水深635米，形态与中沙群岛相似，基底性质可能相同，连同近侧的另外几个较小和较深（水下800余米）的海底山，统称为中沙凸起。

中沙凸起的西南，从“亨特号”的几条地震测线看来也是一隆起带，但基底与中沙凸起不同，是一系列紧密褶皱组成的平行海岭（其中有些可能是火山峰），上覆的沉积物也已经褶皱变形，可能是下第三系，其上没有更新的沉积物。这种性质与南西沙拱起相同，称为南中沙拱起。南中沙拱起西侧较高，向东侧逐渐降低，变形的下第三系也是西厚东薄。

中沙隆起带与南部深海盆地之间在水深图上呈一陡坡，推测可能有一断层或断裂带存在。重力异常值从中沙群岛的+90毫伽突然上升至+300毫伽，说明两区深部地壳层有明显的变化。

中沙隆起带西侧，北段在中、西沙群岛之间是一深水槽地，南段为一平坦的水下阶地。从地震资料看，这里有一个或几个被沉积物填平了的凹陷，称为西中沙凹陷带。

南海海洋研究所在中沙凹陷带的北端的深水槽地所作的重力、磁力测量显示此区布格重力值很高，可达+200毫伽，说明基底岩石密度很大，可能也是玄武岩质的基底，磁异常曲线很平缓，均为正值，显示为一凹陷带，其中沉积物厚度估计约有2000余米，其东西两侧有巨大的断层作为边界。凹陷带的南段据地震测线来看，基底埋藏较深，其上也有较厚的已

经变形的下第三系，其上有年轻的未变形的沉积物覆盖，这种沉积物在西部靠近越南大陆架外侧厚约1500米，向东增厚至2500～3000米。

六、南沙坳陷带（太平—礼乐滩盆地）

南沙坳陷带位于南海东南的大陆坡上，西与中央深海平原以一东北向断层相接，东与巴拉望海槽之间也有断层，南端伸至万安滩脊下。这个坳陷带内，目前散布着许多珊瑚礁，有的突出海面为沙岛，有的没于水下成暗沙和暗滩，即南沙群岛（南沙群岛还包括北巽他大陆架的一部分暗沙和浅滩）。由于岛礁密集，突起于3000～4000米深的海盆边缘，地貌上成一海底高原。

“亨特号”有7条主要地震反射剖面经过此区，显示出北部为一隆起带，南部为一凹陷带，基底的构造受东西两条构造脊的控制，东脊通过所谓“危险区”的中部，大致沿礼乐滩、马观岛至仙娥滩和安渡滩一线，并至北康暗沙以北，与万安滩脊相交，称之为礼乐滩脊。两侧的构造脊北起双子礁，往郑和群礁、尹庆群礁至广雅滩、西卫滩与石安滩脊相交，称之为西卫滩脊。从剖面上看，这两条构造脊很复杂，既有褶皱和断裂作用，还可能伴随有火山作用，每条脊都成一复背斜状，由几条大致平行的海岭组成，礼乐滩脊北端隆起较高，出露面积较广，其上发育许多散漫分布的岛礁和浅滩。此脊的高点在其西侧，那里有一条海岭突起较高，顶上形成一列珊瑚岛，如弗信、马欢、立威等岛。这条基底构造脊向西南倾伏，南段岛礁、浅滩显著减少，沿轴部还有少量的暗礁分布，如安渡滩、皇略滩等，西侧的西卫滩脊宽度比马欢脊相对较窄，但许多基底隆起较高，轴部有几列近乎平行的，而且靠得很近的海岭，抬起离海面很近，形成一系列密集的岛屿和沙丘，如北子、南子、中业、南阴、太平、南威等岛以及透明群礁、郑和群礁、尹庆群礁、蓬勃堡礁等。

东西两条构造脊在东北端相距很近，向西南逐渐分开，而且东北端隆起较高，宽度较大，西南端较低，宽度较窄。而且北部火山活动较南部明显，有不少火山锥存在，因此在北部形成一台地，称为南沙台地，南部为一凹陷带，称为西南沙凹陷。

南沙台地大致位于北纬8°～14°之间，北东向长1000公里左右，宽约330公里，略呈一菱形或卵圆形。这个台地由于滩多浪急，停泊困难、成为海上航行的“危险区”。这个台地一般水深在1500～2000米之间，地貌上成一海底高原，与相邻的深海平原有明显的地形反差，高原上被许多深达2000～3000米的海谷所切割，海谷大部分呈南北向，说明南沙台地可能还有一组南北向的构造线存在。基底之上有一些高出2500米的凸起，有的还有与火山锥相似的磁力异常，有的则是沉没的珊瑚礁。另外还有一些不规则的声波基底，隆起不高，具有断块的不对称形状，有些剖面在其附近可以看到断层的迹象。在基底凸起之间的凹陷部分覆盖着500～1000米的沉积层，已经轻微褶皱并与下伏基底面平行。说明基底面曾被侵蚀夷平，然后沉没并为沉积物所掩覆，最后经受褶皱和断裂。在大部分地区这套沉积物宽阔而和缓，局部地区可以看到沉积物及基底均被断层切割。这套已变形的沉积物可能属于下第三系或包括有上新统。除了凸起的顶部发育有上第三系及第四系的珊瑚礁灰岩外，一般有更新统的水平岩层分布。

由于礼乐滩脊和西卫滩脊向西南方向倾伏并且分开，就在南沙台地西南方形成了一个广阔的凹陷，即西南凹陷。此凹陷的东西两侧就是上述两条构造脊，南边是万安滩脊，这是一个占据南海西南大陆坡之下广大陆基部位的一个沉积盆地，现今水深1000～1800米。

据“亨特号”地震测线资料，凹陷的基底与南沙台地相同，其上也有已变形的下第三系或上新统，厚度由西南方靠近大陆架处的零起向北东方向加厚至1000～1500米左右，其上覆

有较新的沉积物，除了差异压实外没有变形，其厚度分布恰与已变形的沉积物相反，是从西南方的1500～2000米向北东减薄至南沙台地边缘为零米，说明此年轻沉积物的来源是北巽他大陆架。

这个沉积盆地位于北巽他大陆架东北方的大陆坡脚下，因而接受了大量的陆源碎屑有机物质，又靠近已证实富含石油、天然气的曾母暗沙盆地。因此，它也是石油和天然气聚集的有利地带，其含油远景良好，值得加以重视。

七、中央坳陷带

南海海盆中央是一个深海盆地，大部分水深超过3500米，最深可达5567米，平均深度为4350米，底部平坦，地貌上为一深海平原。这个深海坳陷呈北东向，纵长1600公里，中部最宽处约725公里，北东、南西两端收窄，北东端最窄处158公里，而南端最窄处约200公里，是为南海中央坳陷带。

这一个坳陷带似为一巨型的断陷盆地，东侧以海沟、海槽及其伴生之构造脊和断层与菲律宾岛弧相接，西部和东部大部分边界都是断层陡坡。

中央坳陷带在地貌上的一个令人注目的特征，就是在其中部有许多大小不一的海底山组成了一条近东西向的隆起带，“亨特号”有几条纵向穿过中央坳陷带的地震测线，从反射剖面可以看到，隆起带上的海底山耸立于深海平原之上500～900米或1500～3500多米不等。这些海底山都是海底火山喷发后形成的巨大的火山锥，或几个大火山锥的复合体。由于南海东部的黄岩岛位于这条近东西向的隆起带上，故称为黄岩火山隆起带。

黄岩火山隆起带东段起自吕宋林加延（仁牙因）湾向海盆伸出的两条脊。北面的脊自东而西经过斯蒂瓦特滩向海盆延伸，南面的脊自北东向南西经黄岩岛向海盆延伸，这两条脊均横过西吕宋海槽和马尼拉海沟，使这两条海槽、海沟变浅或终止。进入海盆之后，两脊之间在北纬14°～15°范围内是一个广阔的海底隆起加上许多小的火山锥，在北纬15°以北则有许多大海底山的复合体。这条隆起带进入中央坳陷区轴部附近，在宪法暗沙周围是一些孤立的火山锥形成的海底山，其中一个海底山位于宪法暗沙以北，高出深海平原达3904.15米，山顶深度约为218米，这一群海底山具有大而少的特点，多数的相对高度都超过3000米。

这条火山隆起带的东侧可与吕宋岛上的菲律宾大断裂带相接，西侧又与中沙凸起和西沙台地等隆起相连，组成一条横亘于南海海盆中部北纬15°10′～16°40′之间的巨大的隆起带，并将中央坳陷带分割成南北两个深凹陷。它的形成及其与南海海盆成因的关系，颇值得深思。

黄岩火山隆起带及中沙凸起都是由火山锥组成的，说明这一隆起带可能是一条巨大断裂带，这些海底火山成群分布暗示除了近东西向的断裂以外还受几组北东向断裂的控制。两组断裂交叉处，地壳破碎，引起上地幔基性岩浆的大量溢出，形成了巨大的海底山。从海图上似乎可以看出有三组北东向断裂与近东西向断裂交叉，一组在海盆东侧边缘，形成黄岩岛和斯蒂瓦特滩这一群海底火山。一组在海盆轴部，形成宪法暗沙附近的一群大的海底火山，在南北两深海凹陷的轴部，受这组北东向断裂的影响还可以看到零星分布的一些海底山，但已不在黄岩隆起带的范围之内。另一组北东向断裂在海盆西侧边缘，形成中沙凸起基底的海底火山。

据“魏玛号”在西吕宋海槽和马尼拉海沟上所做的船磁测量资料表明，该区的磁异常与海沟、海槽等海底地形并无明显的关系。磁异常趋势如果存在的话，多半成东西向延伸而不是

南北向。在 1973 年，上田诚也和本·阿弗拉罕将此区的磁异常划分成许多组近东西向的磁条痕，显示南海海盆曾有过南北向扩张，扩张的时期被认为是中生代中期。由此看来，黄岩火山隆起带的形成可能与南海海底扩张有关。

据“亨特号”和“鲁斯安号”的地震反射资料，此隆起带除凸起的海底山以外，大部分海底均覆有已变形的沉积物，厚度不大，一般均小于 500 米。其上有极薄的水平沉积层。“魏玛号”和“拓水丸”所做的地震折射剖面，发现在低速层之下有 1 公里厚的波速为 4.3 公里／秒的“层 2”，其下为 4 公里厚的波速度为 6.6 公里／秒的“层 3”，其下即为莫霍面。莫霍面以下即为波速 7.9 公里／秒的上地幔。可见其深部地壳很接近典型的洋壳。

黄岩火山隆起带以北是北部凹陷或北部深海盆地。此盆地与南部深海盆地比较，面积较小，深度也较浅，平均水深约 3400 米。

“亨特号”和“鲁斯安号”的地震反射剖面显示，这个盆地的基底面崎岖不平，其上覆有厚度超过 2000 米的沉积物，西部和北部较厚，超过 2200 米（未测得基底反射面），东部厚约 2000 米，向南至黄岩隆起带逐渐减薄。主要是已变形的沉积物，未变形的年轻沉积很薄。

“魏玛号”的地震折射资料显示，北部深海盆地之下具有一波速为 2.1～2.7 公里／秒的低速层，厚 2.5 公里，与地震反射资料吻合。其下为波速 3.9 公里的“层 2”，厚约 2 公里，再下是波速为 6.4 公里／秒的“层 3”，厚约 2.5 公里，接着就是莫霍面，莫霍面下的上地幔深度约 10 公里。与正常的洋壳比较，“层 2”比较厚，而“层 3”则较薄。上地幔的深度要比正常洋壳浅 2 公里（如军事滩北盆地）。

黄岩火山隆起带以南是南部凹陷或南部深海盆地，水深约 4200 米，南海水深 4400 米以下的海域位于此盆地之内，北段较宽，南段较窄，形如长楔状，直插至大陆坡脚。

“亨特号”的磁力测量表明，此盆地的磁力起伏和磁力信号与北巽他大陆架上观察到的有一显著的差别。此深海盆地的磁异常大于 ±450 伽马，并有短的波长及陡的梯度。从这些异常的高振幅、较深的水以及深海盆地内的沉积层基底具有相对高的磁化率来看，可能与玄武岩的值相等。类似的磁异常剖面在太平洋中也曾见到，那里一般认为是有玄武岩存在的，所以，据认为南部深海平原下伏有玄武岩基底。其深度约在海平面下 4570 米，与地震反射资料吻合。

从前面的水深图及“亨特号”地震反射剖面看到，盆地轴线的北段（如北纬 13°52′，东经 115°08′附近和北纬 10°，东经 111°10′附近）零星分布一些孤立的大海底山，这一带的磁异常也比较高，暗示盆地基底可能有一北东向的断裂带存在。

现今盆地海底相当平坦，说明基底沉积较深，除了凸起的海底山外，已完全或大部分被沉积物充填。“亨特号”的地震反射测线显示，基底之上有变形的沉积物，西南方厚度极薄，几乎为零，向北东加厚到 1000～1500 米左右，其上覆有年轻而平坦的沉积层，从西南方的 2500 米以上向东北变薄至 1500 米左右。

这个凹陷有 4000～5000 米的沉积层，与西南沙凹陷一样，紧靠北巽他大陆架，有丰富的有机碎屑物质，并且与曾母暗沙—沙巴盆地距离很近，含油远景很好，但水深很大，在勘探和开发技术上困难较大。

第五章　南海海盆的演化

南海及其周区在欧亚板块的边缘，处于欧亚板块、太平洋板块、印度洋—澳大利亚板块的相互作用之中，在地质发展的各个时期有过联合、分离等复杂的演化历史，这部分地壳受到多方面的构造应力。所以，这个地区除了大陆克拉通以外，还有若干克拉通碎片（即“微

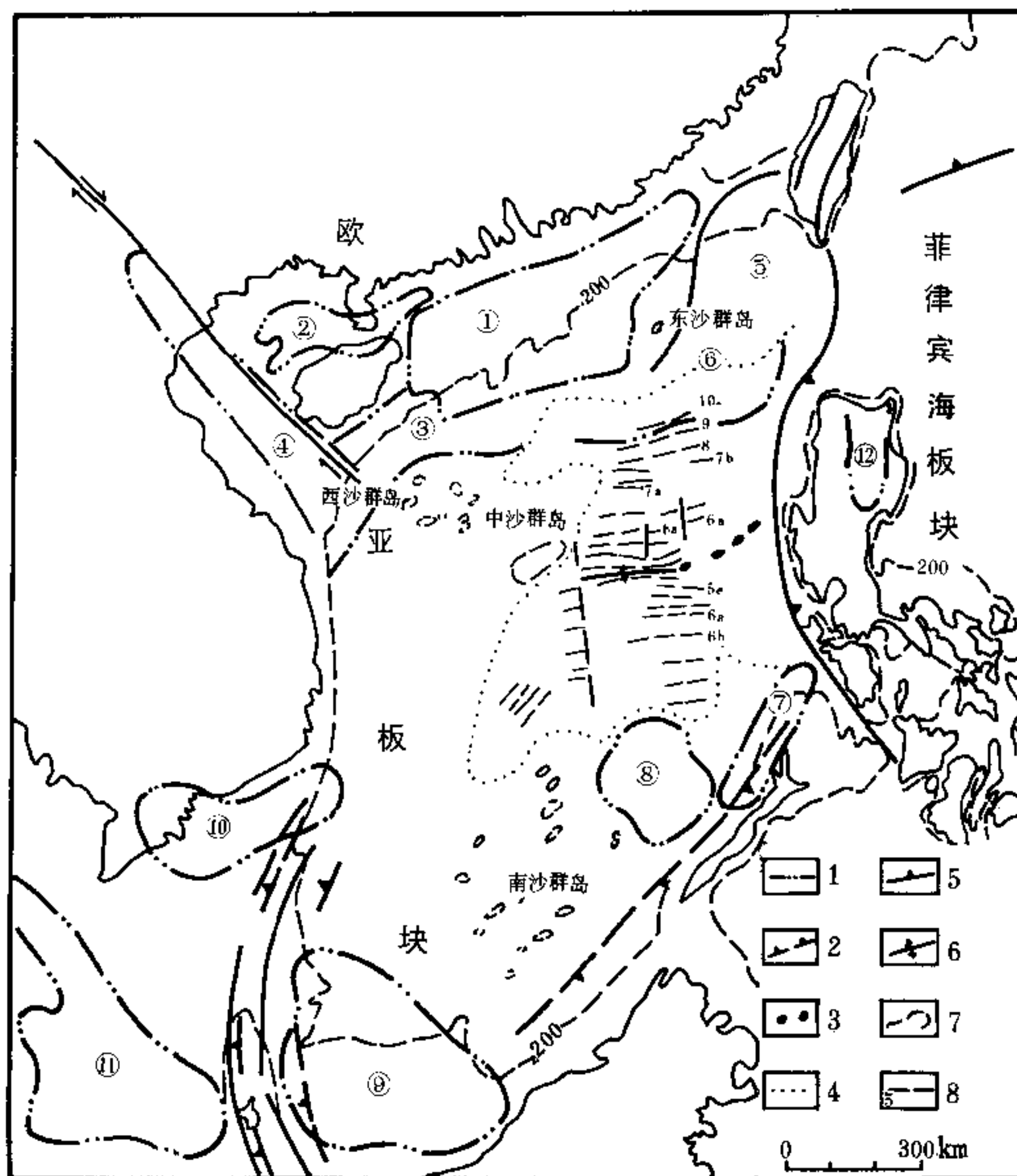


图 1-5-1　南海及邻域现代板块图

1—盆地边界线；2—不活动俯冲带；3—海底山；4—洋壳边界；5—活动俯冲带；6—扩张脊；7—水深线（米）；8—磁条带编号；①—珠江口盆地；②—北部湾盆地；③—琼东南盆地；④—莺歌海盆地；⑤—台湾西南盆地；⑥—笔事滩北盆地；⑦—巴拉望西北盆地；⑧—礼乐滩盆地；⑨—曾母暗沙—沙巴盆地；⑩—湄公河盆地；⑪—大纳土纳盆地；⑫—吕宋盆地

大陆")、不同方向的俯冲消减带、活动的火山弧和边缘海盆地，成为世界上罕见的复杂构造区（见图 1-5-1)。对这一地区的板块构造体制和发展史的可分以下两节论述。

第一节 南海的成因

60 年代后期，板块构造学说逐渐发展起来，很多中外学者应用这一新的学说，对南海成因的研究逐步深入，这对石油勘探起到重要的指导作用。

70 年代，卡里格（Karig）在研究以日本海为代表的西太平洋一带的一系列边缘海时，把南海划入了与弧后扩张有关的边缘海盆的范畴。同时，在地理位置上，南海处于菲律宾岛弧的后侧，见图 1-5-2。

1974 年，本 · 阿弗拉罕和上田诚也（Ben-Avraham and Vyeda）在南海中部地区发现有东西走向的磁条带，推测其时代为晚侏罗世至白垩纪。这一成果说明，把南海列为弧后盆地是不适当的，因为这些东西向磁条带和菲律宾岛两侧南北向的俯冲带近乎垂直与其他弧后盆地的情况不符。他们认为，加里曼丹岛原先可能与中国大陆相连，在侏罗纪时开始分离出来，向南漂移，南海因此被拉开。以后，这个海盆经历了两次收缩：第一次是在早第三纪，由于加里曼丹向北运动，造成南海洋壳沿巴拉望海槽俯冲消减。第二次是发生在始新世以后，南海洋壳沿东面的马尼拉海沟俯冲于菲律宾岛之下。本 · 阿弗拉罕于 1978 年对这一模式做了一些修改，把南海拉开的时间改为白垩纪到中中新世，见图 1-5-3。

1978 年，鲍文（Bowin）等在吕宋岛以西的海域发现了一些走向 N70°E 的磁异常带，如图 1-5-4。推测南海在中生代时可能先经历了一期海底扩张，把加里曼丹从亚洲大陆分出并推向南方；然后在第三纪中期，洋壳再次裂开，造成新的一期海底扩张，方向为北东 70°。按照这一模式，南海现今的洋壳应由两部分组成，中间为第三纪形成的新洋壳，南北两侧为中生代的老洋壳。但是，这一推论未被后来的海洋调查资料所证实。

1979 年，路德维格（Ludwig）等人确定南海"礼乐滩地块"为陆壳。这个地块包括了礼乐滩、巴拉望岛的北半部及其东南方苏绿海的一部分和民都洛岛。他们推测这个地块原先与中国大陆相连，后来在早第三纪与大陆分离向南漂移，其间形成南海。该地块以南的老洋壳则在巴拉望海槽一线俯冲消减在加里曼丹之下，如图 1-5-5。

对南海研究的突破性进展是在 1980 年取得的。美国哥伦比亚大学的泰勒和海斯(B.Taylor and D.E.Hayes)，首次把南海的地磁资料与全球地磁反转时间表相对比，识别出编号 11～50 的一系列磁异常条带，代表的年龄为 32～17 百万年。这些磁条带为近东西向。此外，在北纬 15°左右有一个东西走向的海底火山链与磁条带平行，其南北两侧磁条具对称性。这个成果表明：南海是在中渐新世到早中新世时，由一次南北向的海底扩张形成的，残留在扩张轴大致位于现今的北纬 15°附近。

1982 年，美国地质家哈勒威（Holloway）在前人工作的基础上，着重分析了南海周边地层的发育以及主要不整合面的分布，结合地磁资料，得出了与泰勒和海斯相同的结论。哈勒威也意识到了南海东西部的明显差别，但他仍然认为：这两部分是由同一次海底扩张形成的，只是扩张的西段方向略有转折，见图 1-5-6。

泰勒与海斯也在 1982 年发表了一篇文章，他们运用 1979 年以来在南海进行的海洋调查的资料，重新表示赞同哈勒威模式的基本观点。不过，他们对南海洋壳西部形成的认识有所不同。哈勒威认为，西部海底扩张与东部同时开始，但结束的稍早。而泰勒和海斯认为：西

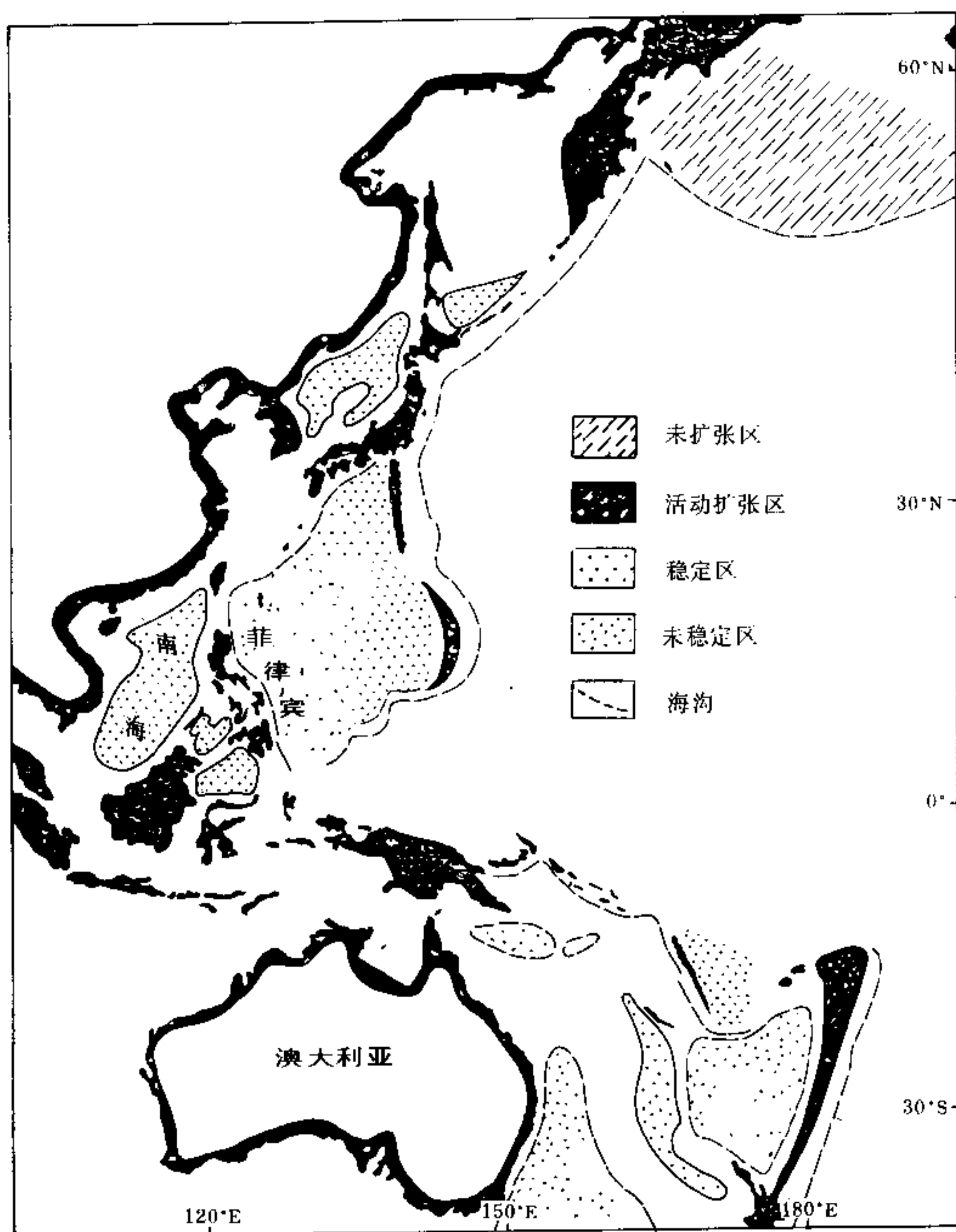


图 1-5-2　卡里格（1971）对西太平洋边缘盆地扩张阶段的分类图

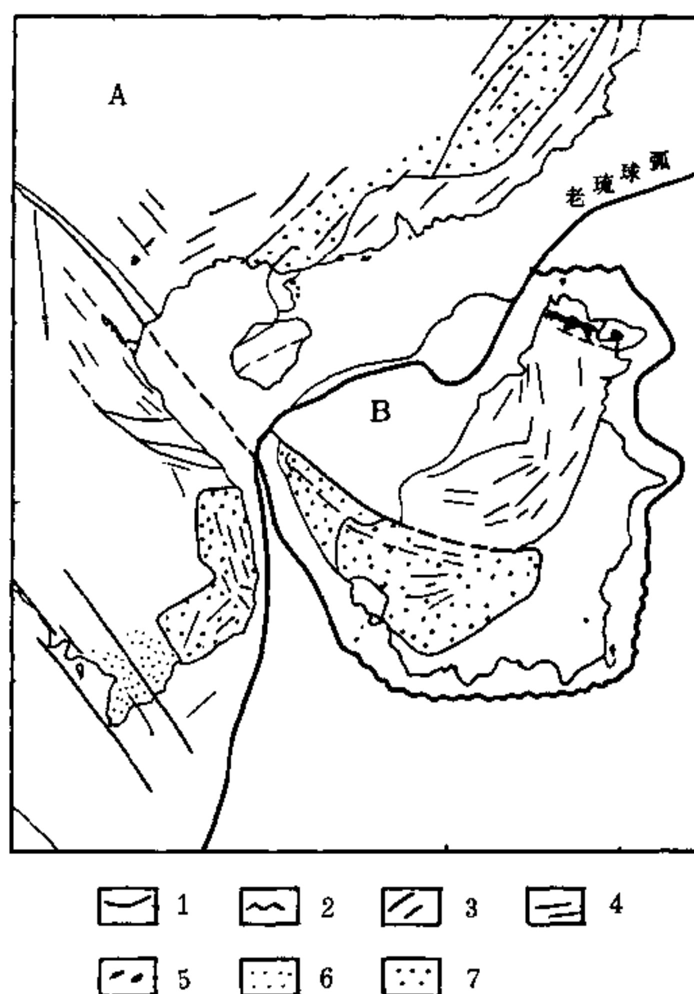


图 1-5-3 本·阿弗拉罕和上田诚也（1978）对南海盆地的划分图

1—板块边界；2—推测板块边界；3—断层；4—构造轴线；5—蛇绿岩套；6—沉积盖层；7—基底

图示中国边缘盆地主要构造单元和 A、B 两板块界线

部的扩张开始的比北东部稍晚，但两部分的扩张几乎是同时结束的。

至此由哈勒威提出，并由泰勒和海斯确认了的这一模式成为国际上广为流行的南海成因模式。

1986 年，我国学者茹克与美国约翰·帕格特（John.D.Pigott）从南海北部陆内和陆架上沉积盆地和区域断裂的发育入手，揭示了南海自晚白垩世-以来曾发生过三次陆壳的张裂活动，分别开始于晚白垩世、晚始新世和中中新世。其中第一次张裂造成了一系列北东向的裂谷盆地，而后两次张裂形成的裂谷以近东西向为主，这两组走向恰好和洋壳东西两部的方向吻合，表明其间有成因上的联系。他们利用了大量的地磁、地热和基底深度资料，对洋壳的年龄进行了估算，结果洋壳的西南部（约 55 百万年）比东部和西北部（约 36～32 百万年）老的多，从而证明这两部分不是同期海底扩张的产物。据此推断，现今的南海至少经历过三次张裂和两期海底扩张。他们提出了一个以多期性和分割性为特点的南海形成模式，见图 1-5-7。

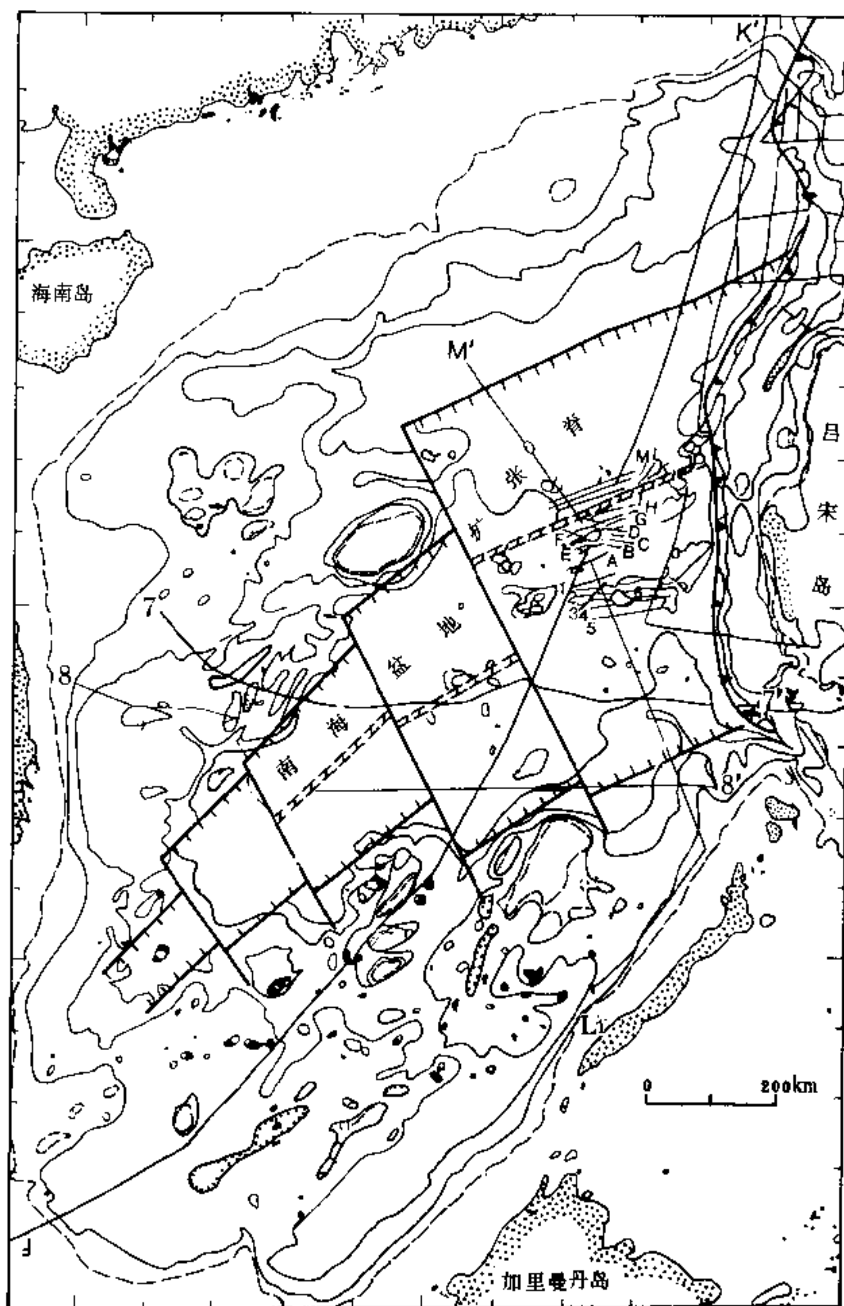


图 I–5–4　鲍文（1978）对中国南海海底扩张的推测模示图

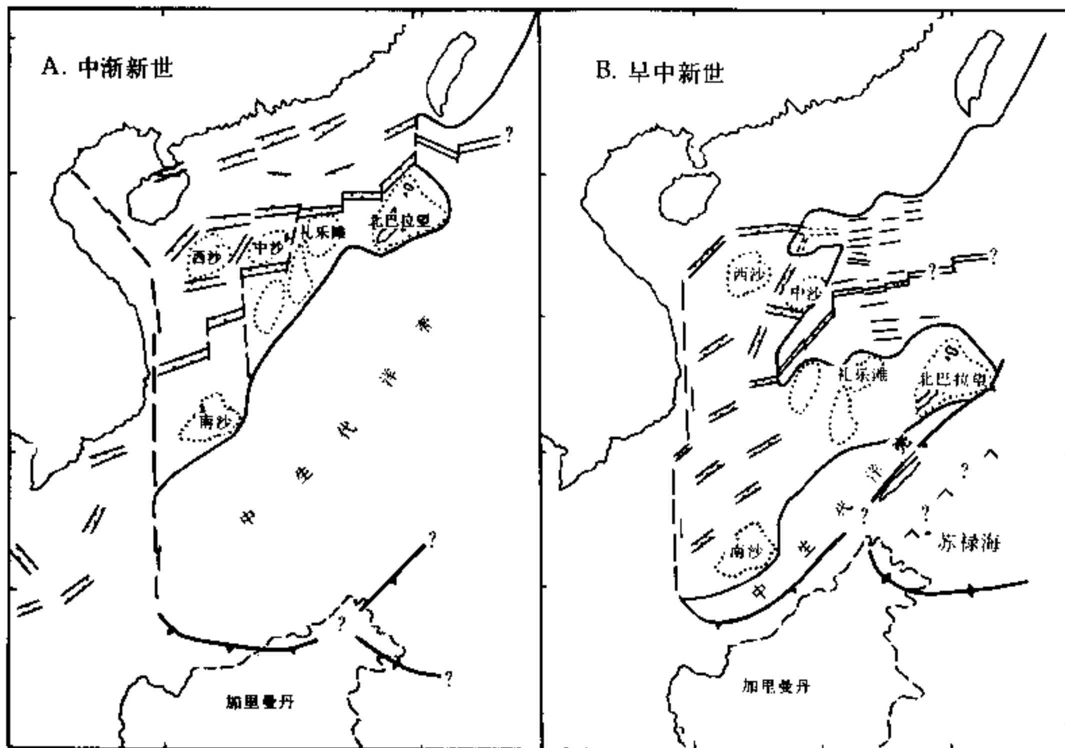


图 1-5-5　路德维格等（1987）的演化模式图

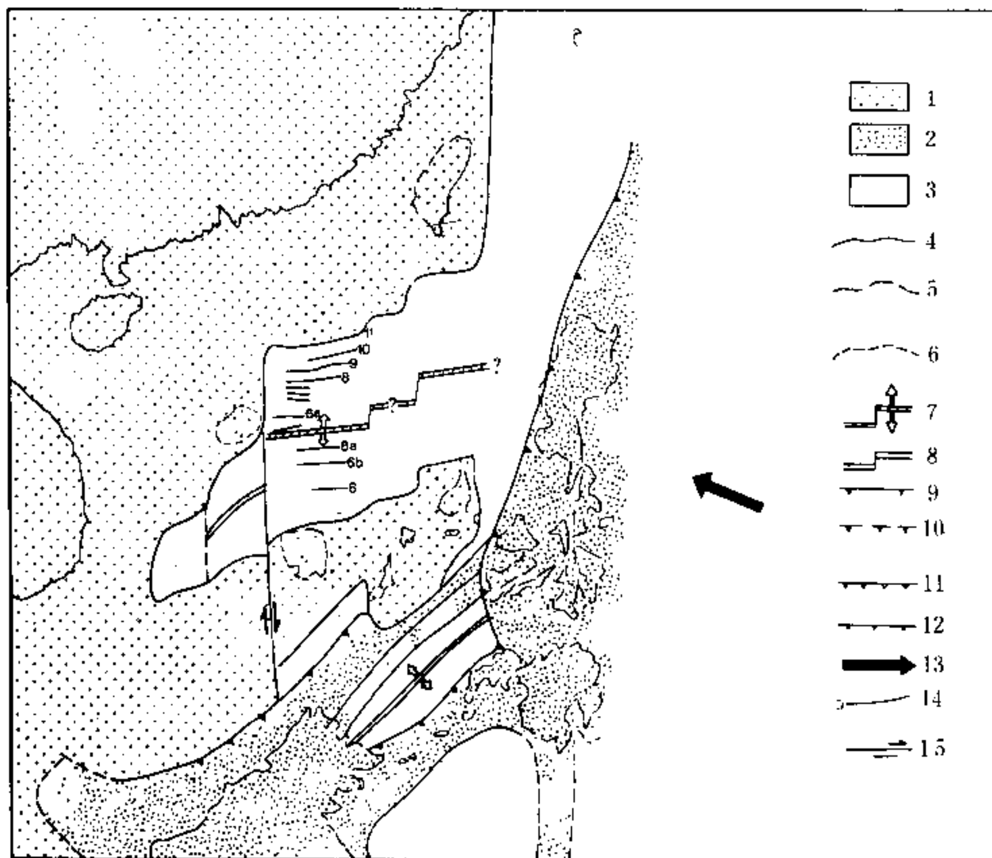


图 1-5-6　南海早中新世板块构造再造图（哈勒威等，1980）

1—陆壳；2—中间型地壳；3—洋壳；4—稳定区边界；5—活动区边界；6—隐伏水下地块；7—活动扩张脊；8—消止扩张脊；9—俯冲带；10—消止俯冲带；11—逆断层；12—正断层；13—板块运动方向；14—磁异常条带；15—转换断层

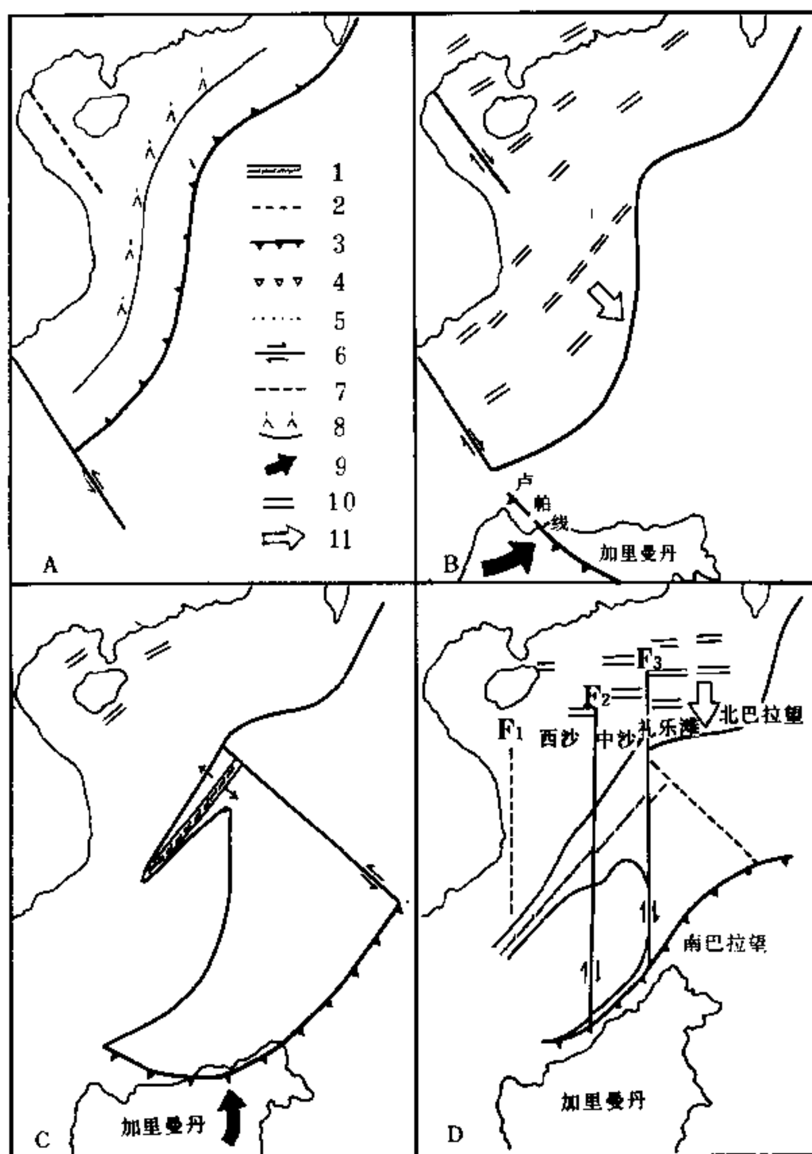


图 1-5-7 茹克与 J.D.Pigott（1986）对中国南海扩张演化的模式

A—早白垩纪末；B—晚白垩纪末；C—古新世末；D—始新世末；

1—扩张脊；2—消亡扩张脊；3—俯冲带；4—消失俯冲带；5—断裂带；6—转换断层；7—消失断层；8—火山弧；

9—俯冲方向；10—正断层；11—扩张方向

综合以上南海形成的几种认识，显然随着海洋调查资料不断的增加，认识不断深化，1986 年茹克与帕格特的“南海形成模式”是比较合理、完善的，有较好的实用性。

第二节 南 海 的 演 化

南海处于欧亚板块、太平洋板块、印度洋—澳大利亚板块的相互作用之中，如图1-5-8。在中生代时库拉（Kula）板块俯冲于中国大陆之下，并在中国东南沿海形成了大片

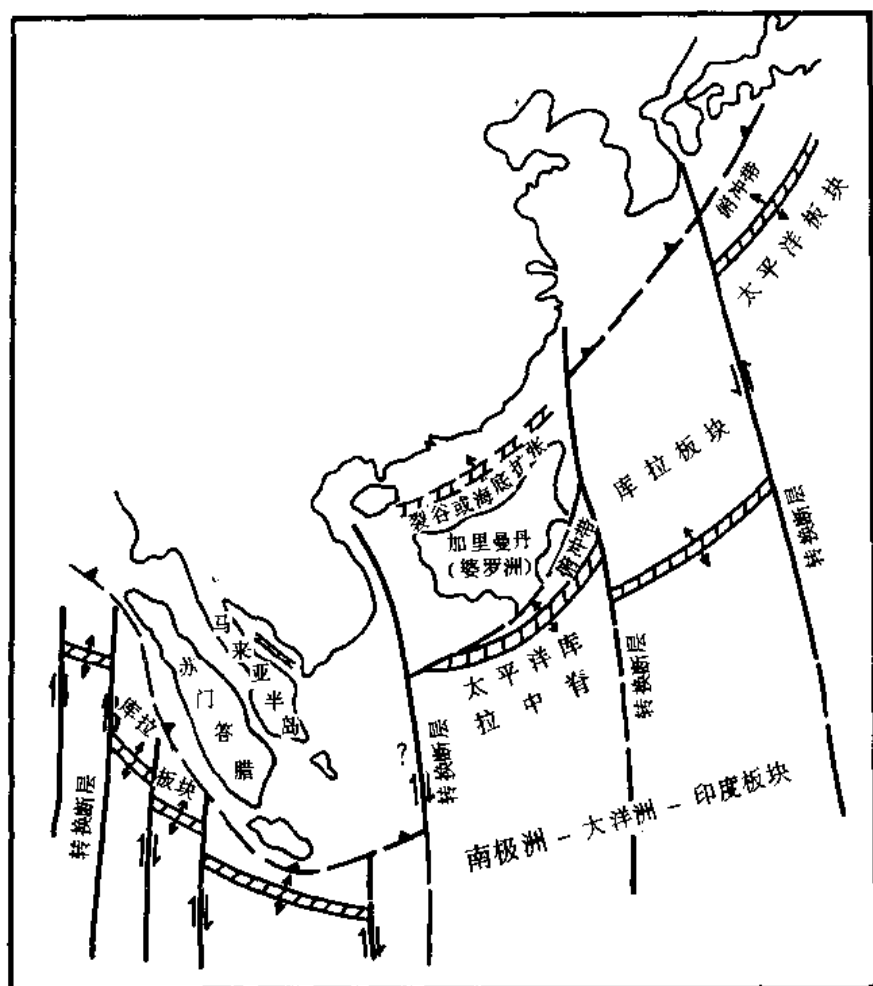


图1-5-8　中国东部及邻域侏罗—白垩纪板块图

火山岩及花岗岩带。由于古太平洋的库拉板块向加里曼丹之下俯冲，使南海地区在白垩纪末开始了第一次张裂，形成了北东—南西向的裂谷系，张裂的持续发展导致了古新世末开始的第一次海底扩张。扩张中心位于礼乐滩、北巴拉望及民都洛东南及加里曼丹、卡拉棉西北，造就了今天北东—南西走向狭长的西南亚洋盆。当时引起大陆边缘的伸张，形成了北部湾、珠江口等裂谷，堆积了河湖沉积及众多的河口三角洲沉积（见图1-5-9），南海广泛为海相泥岩沉积。在中始新世时，南海北部各北东—南西向断裂中填充式沉积了大套有机质富集的湖相泥岩，西南部广泛海侵（参见图1-5-9）。此时礼乐滩、沙巴等地向斜处于半深海环境。在晚始新世，南海开始了第二次张裂，由于区域应力场的改变，造成了近东西向的裂谷系，并在此基础上诱发了中渐新世（约32百万年前）的第二次海底扩张，形成了南海的主

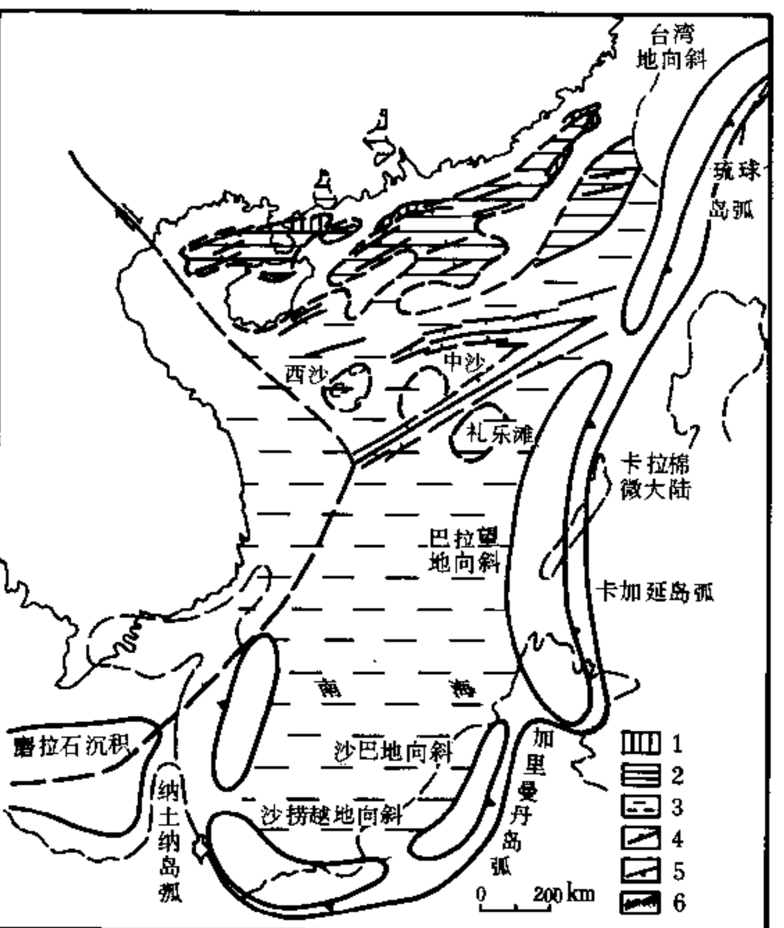


图 1-5-9　南海中始新世沉积构造示意图

1—冲积平原相；2—湖相；3—海相；4—正断层；

5—俯冲带；6—剪切断层

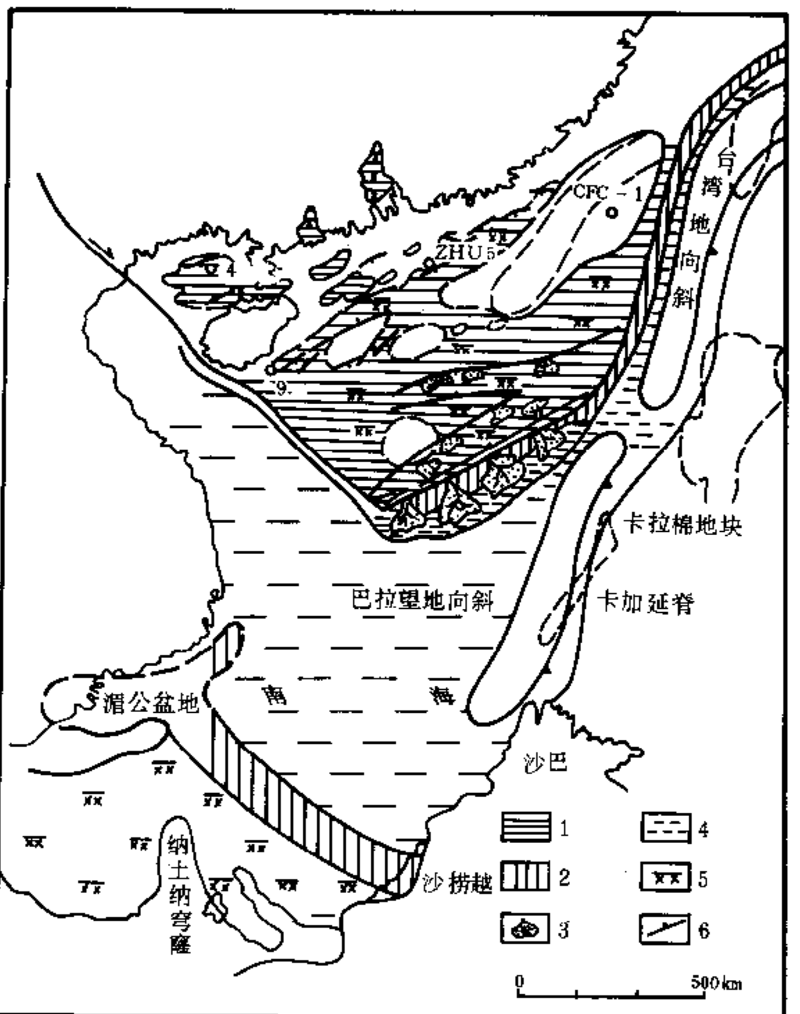


图 1-5-10　南海晚始新世—早渐新世沉积构造示意图

1—河湖沉积相；2—海岸平原；3—三角洲；4—海相泥岩；5—洪积相；6—俯冲带

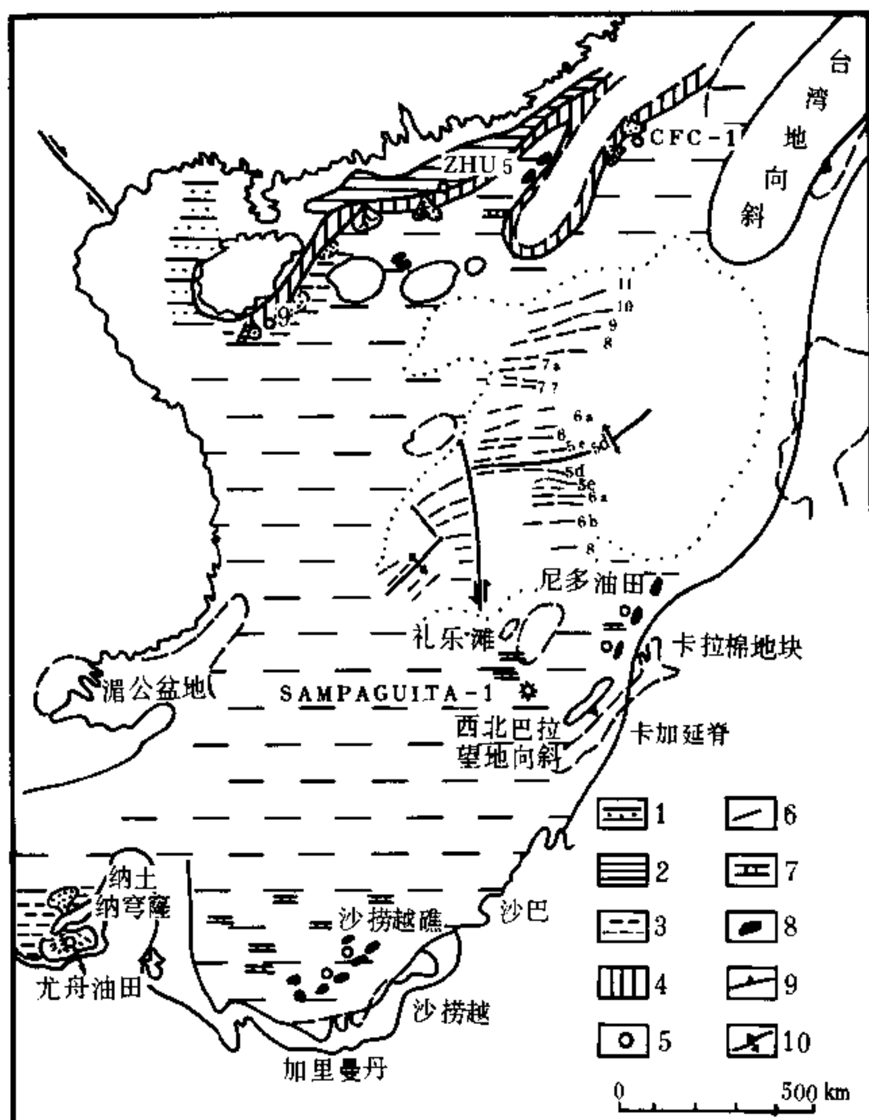


图 1-5-11　南海早中新世沉积构造示意图

1—潮间带沉积；2—冲积平原；3—海相泥岩；4—海岸三角洲平原；5—油气井；6—磁异常条带；7—碳酸盐岩台地；8—礁；9—俯冲带；10—扩张脊

体部分。这一阶段在北部湾盆地、三水盆地东西向的凹陷中普遍沉积一套杂色较粗的碎屑岩，湖盆缩小变浅（见图 1-5-10），礼乐滩地区过渡为陆缘沉积。在珠江口盆地、莺歌海东部盆地（即琼东南盆地）为一套海陆过渡的、多旋回的砂、泥岩沉积。钻井剖面、地震剖面上都可清楚地见到有区域性不整合或假整合存在。此时在纳土纳地区为陆相洪积沉积，沙捞越—湄公盆地之间，为潮间沉积。早中新世海底扩张，据磁条带资料，扩张位于礼乐滩以北，中沙以南地区。在珠江口盆地、莺歌海盆地等进一步被拉开，使大陆地壳变薄，成为过渡型地壳（图 1-5-11）。由于海水向北推进，除珠江口、莺歌海成为半封闭海，北部湾地区为潮间地，其他南海广大地区均为广海泥岩沉积。但是，南部沙捞越地区普遍有浅海碳酸盐及海岸三角洲沉积，均成为多旋回重要的含油岩系。

大约在中中新世，南海第三次张裂发生，形成了以马尼拉海沟、西沙北海槽为代表的新

一期裂谷，南海洋壳向吕宋岛弧下进一步俯冲。海南岛与雷州半岛进一步分开，沿安定大断裂一带火山活动强烈。最后南海洋盆冷却下陷，成为广海，南海在中中新世、上新世（图1-5-12 和 1-5-13）海侵进一步扩大，为浅海相沉积，值得注意的是在南、北大陆边缘普遍有三角洲、生物礁的建造，莺歌海盆地西部半深海沉积发育，中央海盆中为以抱球虫软泥为主的火山灰、放射虫粉砂岩，厚达 200 米。

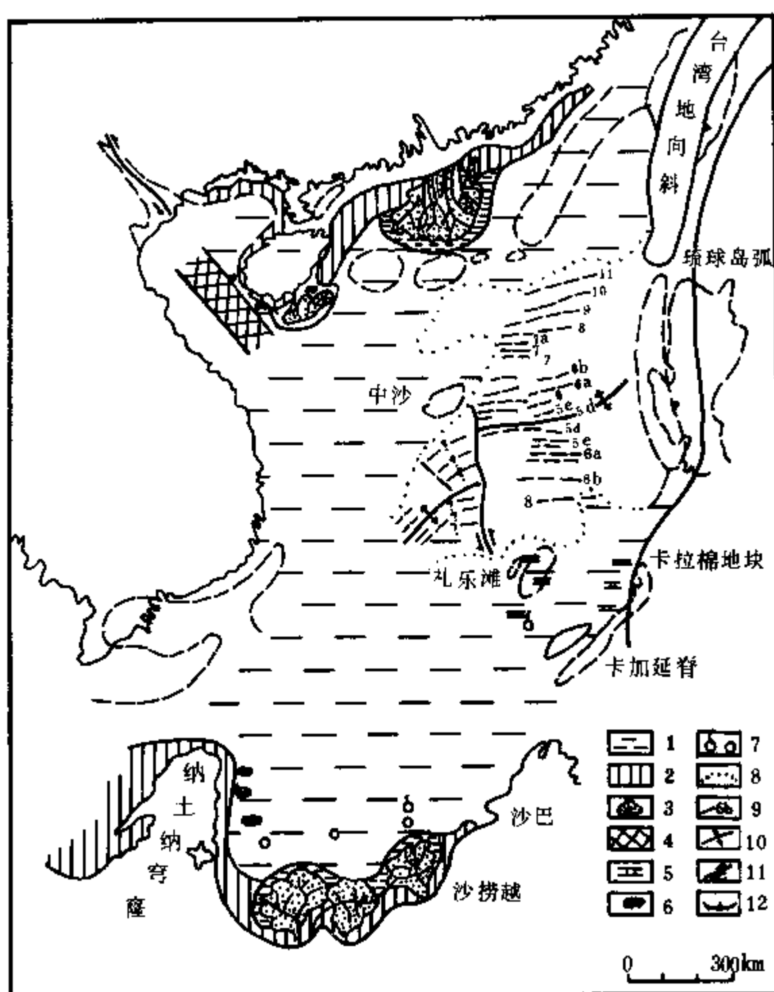


图 1-5-12　南海中中新世沉积构造示意图

1—浅海相；2—海岸平原相；3—三角洲相；4—深海相；5—碳酸盐岩台地；6—礁；7—气井及油井；8—测量磁条带的工作范围；9—磁条带及其编号；10—扩张脊；11—转换断层；12—俯冲带

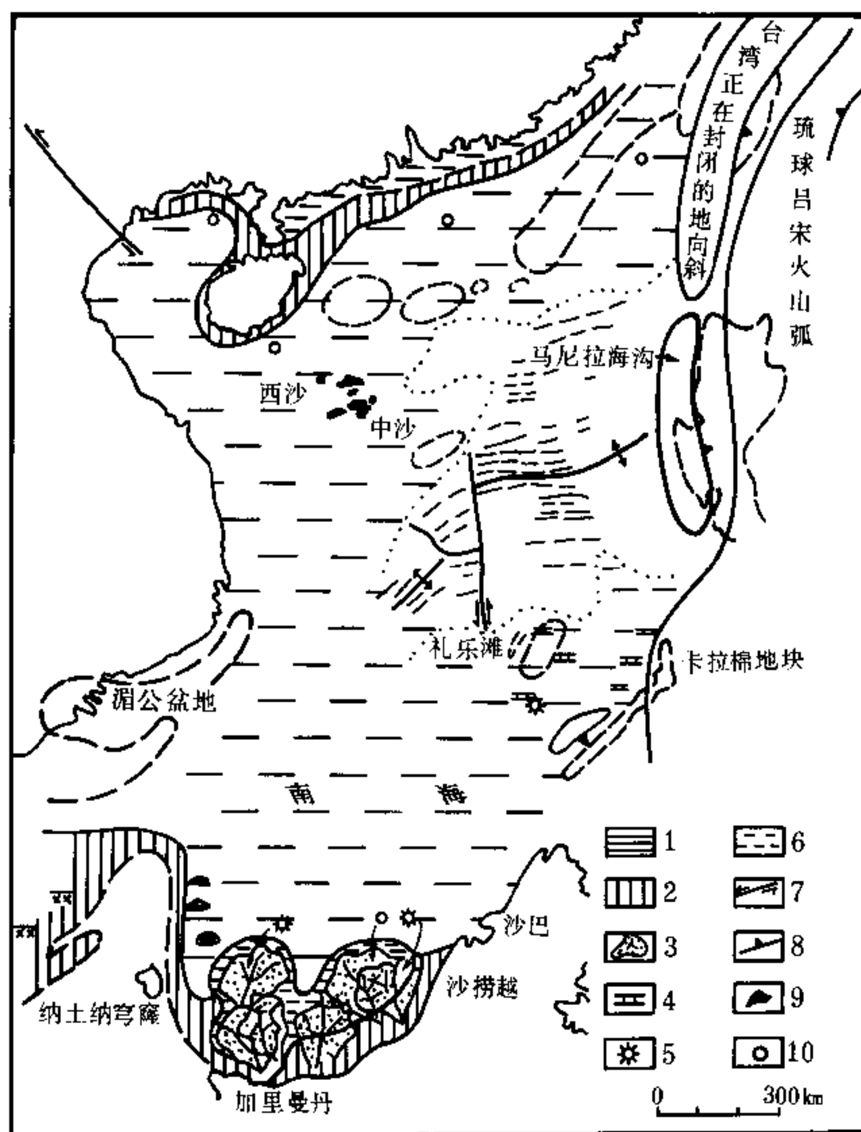


图 1-5-13 南海上新世沉积构造示意图

1—冲积平原相；2—海岸平原；3—三角洲；4—碳酸盐岩台地；5—气井；6—海相；7—平移断层；8—俯冲带；9—礁；10—油井

第六章　勘 探 前 景

综合前面各章的论述，对南海石油地质条件、石油勘探前景，可作如下的概括。

1）南海是太平洋一系列边缘海中最大的一个，面积约 340 万平方公里（在我国领海内面积约 240 万平方公里），是中国其它三海总面积的 2.5 倍。南海南部大陆架在 60～80 年代进行了较详细的地球物理勘探、部分油井钻探。而北部大陆架的石油勘探程度仍处于普查阶段，调查的资料零星，且有部分未予公布，急待尽快地全面地开展工作。

2）从板块构造观点分析，南海位于三大巨型岩石圈板块的交接处，是一块新生的海洋板块，而不是一块沉没的大陆。现今，南海已经经历过三次张裂和两期海底扩张：其顺序为白垩纪末的张裂、古新世末的扩张、晚始新世的张裂、中渐新世的扩张及至中中新世的第三次张裂，形成了以西沙北海槽为代表的新一期裂谷。

大约在 3000 多万年前的始新世—渐新世之间，印度洋—澳大利亚板块上的印度块体，与欧亚板块上的西藏块体强烈碰撞，形成了雄伟的喜马拉雅山脉和西藏高原。从而使中国西部地区大面积和大幅度隆起。导致黄河、长江、珠江等无数河流携带大量沉积物向东南汇流进入滨海的盆地中，形成巨厚的第三系沉积，并在其中形成大量的石油和天然气。与此同时，印度洋—澳大利亚板块在巽他弧形地带向东或向北朝欧亚板块俯冲消减，形成安达曼—

总之，南海的石油地质条件优越，油气资源的潜力很大，目前工作还局限在普查、初探阶段。为了加速油气勘探，尽早向祖国的社会主义建设提供足够的油气资源，除了继续在南海北部大陆架海域积极开展石油勘探、开发外，国家还应组织力量，有计划的对我国南海海域全面进行多学科的科学调查，石油勘探开发资料的系统收集、消化、综合研究工作，以便实现更大规模的油气勘探、开发，创造更多的财富。

参 考 文 献

甘克文、李国玉等，1978，《世界含油气盆地图集》，石油工业出版社。

《中国自然地理》编写组，1982，《中国自然地理》，人民教育出版社。

中国自然地理编辑委员会，1979，《中国自然地理，海洋地理》，科学出版社。

中国科学院南海海洋研究所，1977，"国外对南海的地质及地球物理调查（刘昭蜀）"，海洋科技，第四期。

叶连俊，1980，"沉积盆地分类"，石油学报，1卷3期。

本·阿弗拉罕和上田诚也，1974，"中国南海海盆的发育和加里曼丹的中生代古地理"，国家海洋局海洋科技情报研究所，海洋科技资料，第5期。

任纪舜，1980，《中国大地构造及其演化（1：400万中国大地构造简要说明）》，科学出版社。

朱夏、陈焕疆，1982，"中国大陆边缘构造和盆地演化"，石油实验地质。

《自然地理学》编写小组，1979，《自然地理学》，人民教育出版社。

张文佑，1982，"中国东部及相邻海域中、新生代地壳演化与盆地类型"，海洋地质研究，第1期。

张启明，1985，"莺歌海盆地石油地质特征"，《第三届沿海石油会议论文集》，第一卷。

图尔柯，1975，"中国南海和苏禄海的海底地貌"，国家海洋局海洋科技情报研究所，海洋科技资料，第10期。

苗祥庆，1982，"南海及邻区第三纪含油气盆地"，南海海洋科技，中国科学院南海海洋研究所。

茹克与约翰·帕格特（John D.Pigott），1986，"关于南海形成的一个新模式"，《美国石油地质家协会志（AAPG Bulletin)》。

祖家琪，1985，"北部湾盆地油气开发概况"，《第三届沿海石油会议论文集》，第一卷。

祖家琪，1988，"莺歌海西部坳陷北部斜坡'生物礁'含油前景"，中国海上油气，2卷3期。

唐鑫，1981，"南海板块构造格局及其成因"，地球物理学报，24卷4期。

黄汲清，1979，"多旋回构造运动说的基本要点"，光明日报，4月28日。

谢以萱，1981，"南海的海底地形轮廓"，南海海洋科学集刊，第2集，科学出版社。

Taylor, B. and Hayes, D. E., 1982, Origin and History of the South China Sea Basin, in the tectonic and geologic. evolution of Southest Asian Seas and islands, part 2; American Geophysical Union Geophysical Monograph 27, p. 23～56.

Zhai Guangming and Zhongian 1983, "Geological Characteristic and Oil Prospects in the South China Sea",World Reserves of Crude Oil, PD 11(3).

第二篇　珠江口盆地

第一章　自然地理概况

珠江口盆地北依广东大陆，南临西沙、中沙、南沙诸岛，西靠海南岛，东邻澎湖列岛。盆地大部分座落在大陆架区，部分在陆坡区，呈北东向展布，长约800公里，宽100～300公里，面积约17.5万平方公里。水深200米内的大陆架面积约为10万平方公里（见图2-1-1）。

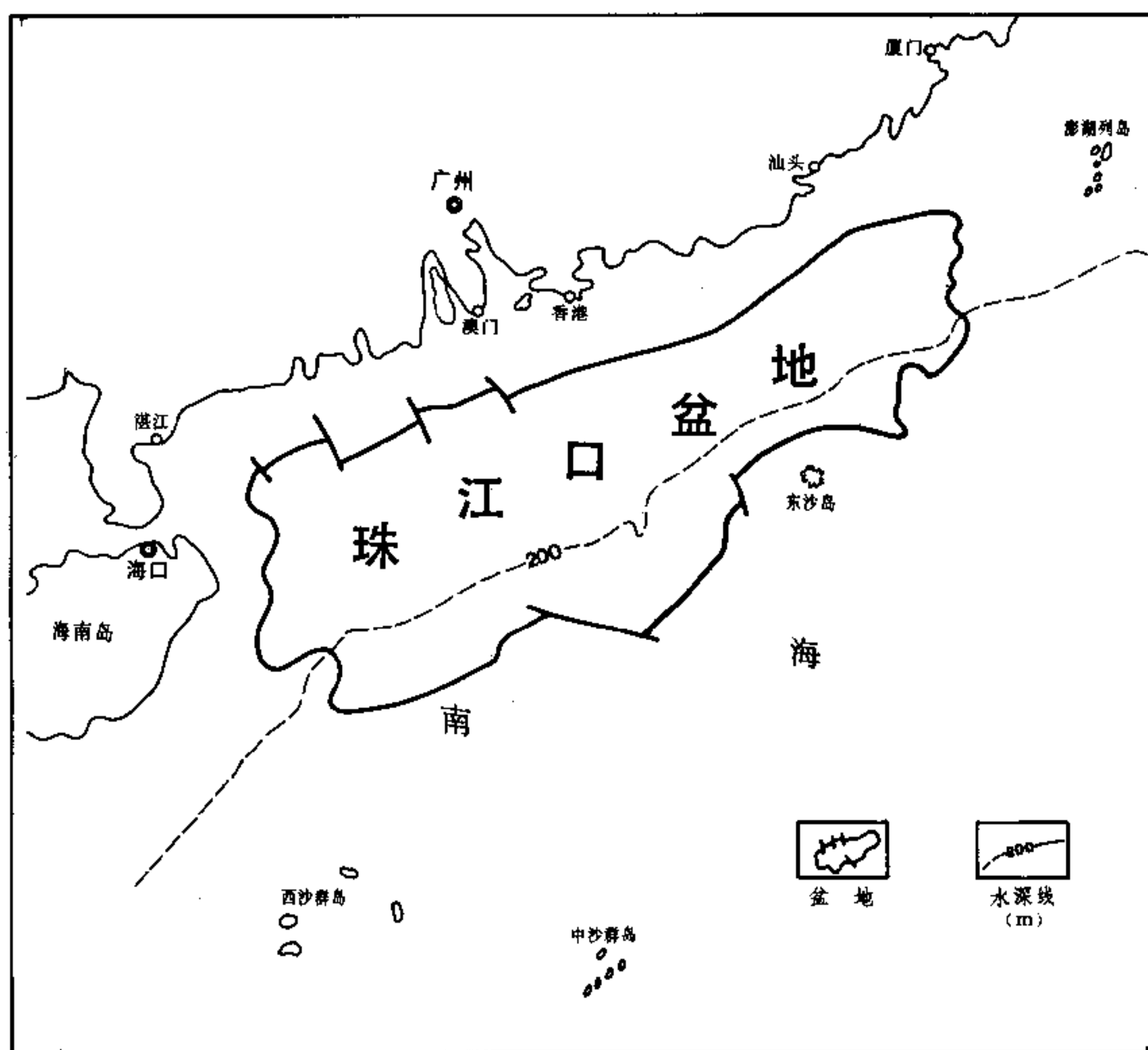


图2-1-1　珠江口盆地位置图

一、气候

珠江口盆地北部平均气温为21～23℃，最高气温为39℃，最低气温在0℃左右。海底温度在16～23℃（见图2-1-2）。年降雨量1700毫米以上，最低降雨量不少于1300毫米。最大绝对湿度为28.6厘米，年平均相对湿度为80～85%。

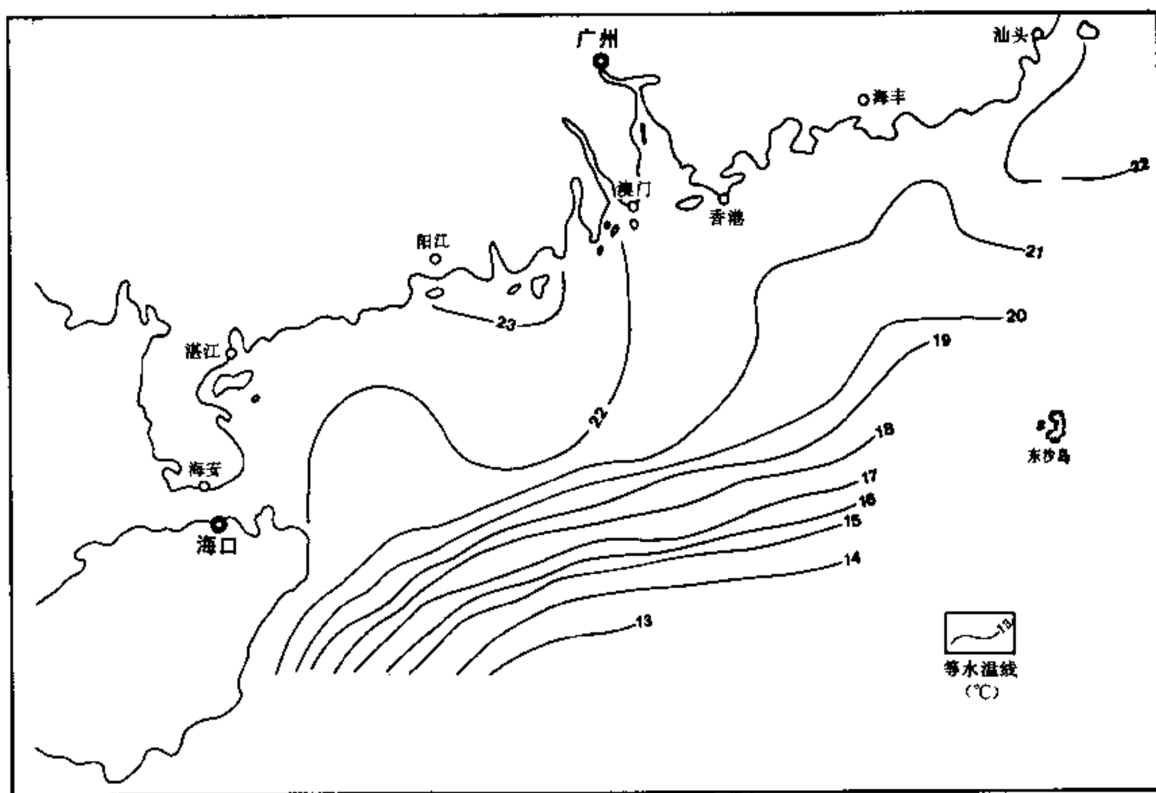


图 2-1-2 珠江口盆地海底水温分布图

南海北部每年10月到次年3月盛行东北风，平均风力5级左右，强冷空气南下时，风力可达7～8级，甚至9～10级。每年6～8月盛行西南风，平均风力3～4级，最大风力达7～8级。夏半年平均风速5～5.7米／秒，冬半年平均风速6.6～8.8米／秒，全年平均风速6～7.4米／秒。每年有10～20个台风活动，7～9月是台风活动盛行期，台风活动过程中伴随有狂风、暴雨、巨浪和风暴潮。北部东海区（113°以东）出现过中心风速大于50米／秒的强台风，其最大风速达75米／秒。

二、海浪、海涌、海流、潮流

由于季风影响明显，冬半年盛行东北浪，浪高0.9～2米，平均浪高1.5米，夏半年盛行南浪和西南浪，浪高0.6～1.2米，平均浪高1米（见图2-1-3和2-1-4）。

冬半年盛行东北涌，平均涌高2米，夏半年盛行西南涌，平均涌高1.5米。每年11月平均涌高最大2.4米，四月份最小为1米。

冬半年的海流在东经116°以西为强劲的西南向流，平均流速多达0.5节左右，东经116°以东为强而稳定的东北向流，平均流速多在0.5节以上。夏半年的海流以珠江口为界，以西为西南向流，平均流速0.4～0.6节，以东为东北向流，平均流速多在0.5节以上。

广东近海多为不规则半日潮流，外海为不规则日潮流。整个海区为往复流，最大潮流方向多东南西北向。

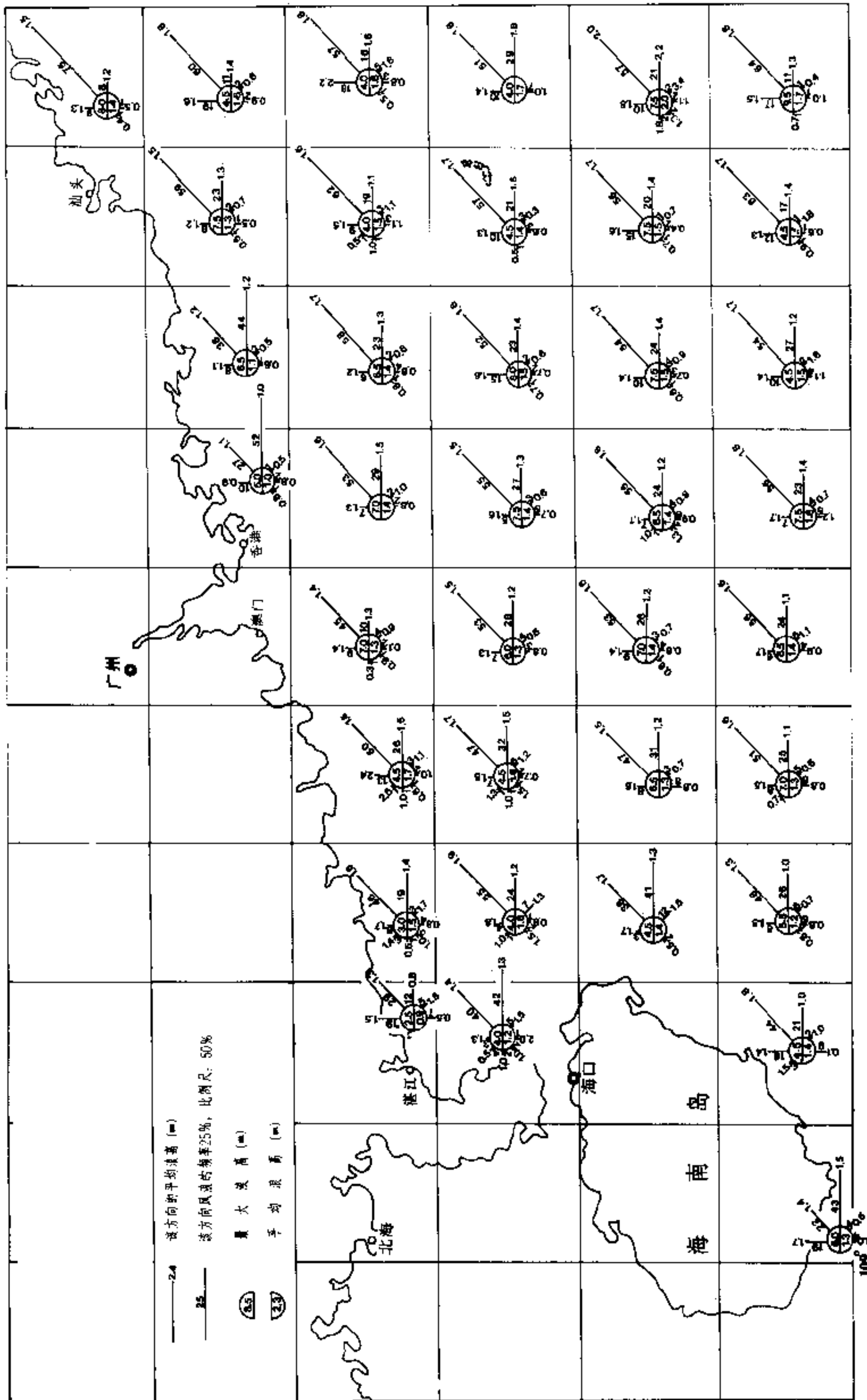


图2-1-3　珠江口海域风浪分布图（冬半年）❶

❶引自地质部南海地质调查指挥部综合研究大队所编"南海北部风浪流"报告附图。

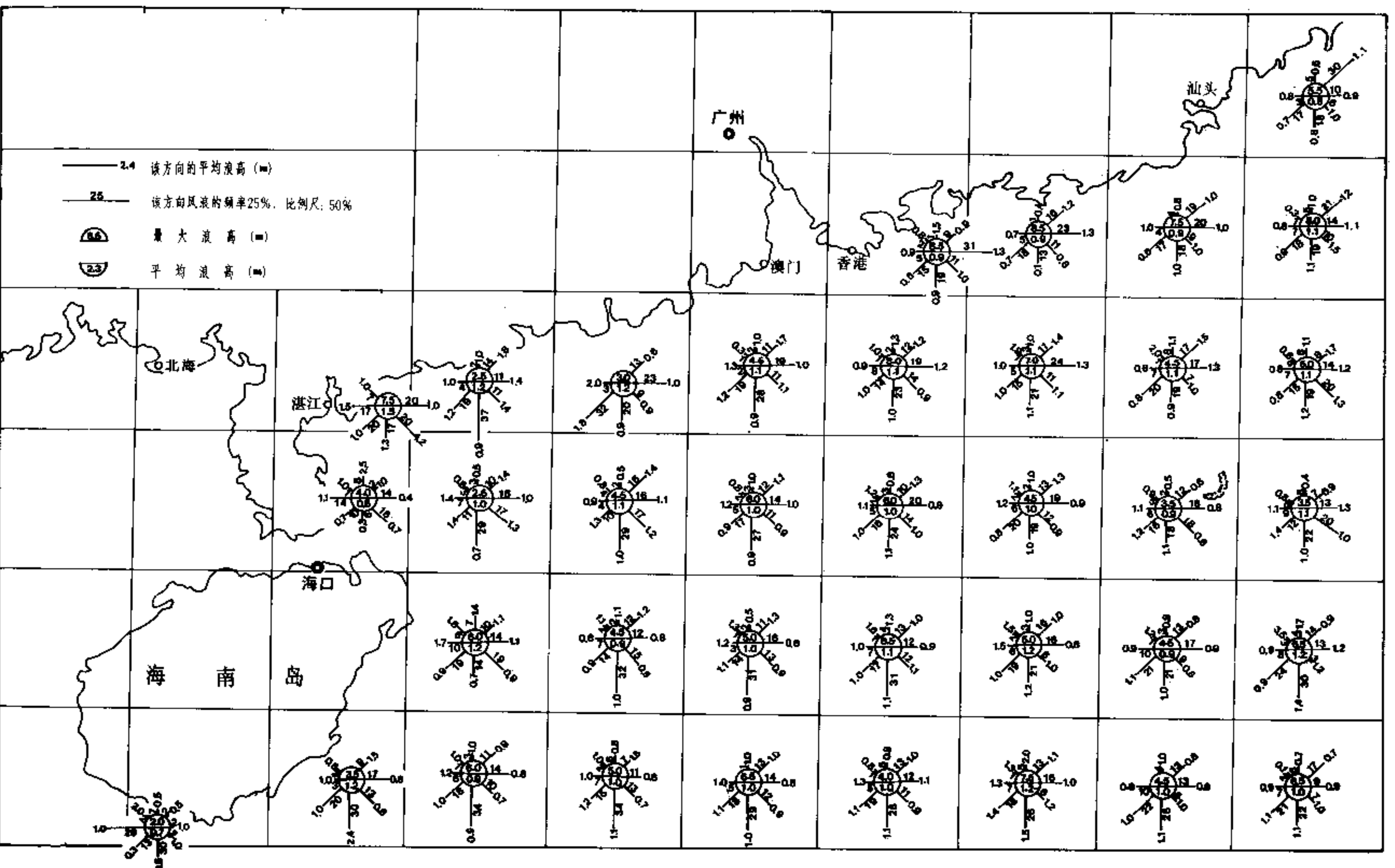


图 2-1-4　珠江口海域风浪分布图（夏半年）

资料来源同图 2-1-3

三、海底地貌、海洋矿产

南海北部陆架自西北向东南微微倾斜，平均坡度为0°03′38″。在水深20～50米范围内地形特别平缓，平均坡度为0°01′～0°02′；水深50～70米的海底地形相对变陡，平均坡度为0°04′；在水深75～100米的海底其坡度为0°03′10″～0°11′。从外海陆坡区向深海平原呈阶梯状下降。

南海北部陆架现代沉积物主要是陆源碎屑物质，砂矿比较普遍，沉积物中经矿物鉴定主要有锆石、钛铁矿、金红石等矿物。在阳江以西，汕头、海丰区还发现独居石。第三系地层富含石油。

四、河流

珠江是南海北岸的主要河流，由西江、北江和东江汇流而成的较大水系，长达2055公里，经珠江三角洲注入南海，流域面积425700平方千米，年均径流量为3020亿立方米，年输砂量约8300万吨。河流汛期一般长达6个月。每年四月以后河水便开始上涨，直到10月才逐渐下降，由于流经多雨的丘陵山地、水量丰富、落差大，有利于发展水电。据C^{14}测定，珠江三角洲的年龄为1～3.7万年❶，为更新世以来的沉积。

❶广州地理研究所，黄镇国等，"珠江三角洲形成发育演变"，1982年。

第二章 勘探历程

珠江口盆地的石油勘探是中华人民共和国成立之后才开始的。可分为：区域概查、对外合作地球物理勘探和对外合作勘探开发三个阶段（表2-2-1）。

第一节 区域概查阶段（1973～1979）

1973～1979年是珠江口盆地油气藏区域概查阶段。该阶段末的重大事件是珠5井在下第三系中喜获工业油流。

一、原石油系统的工作

为开展南海海域的石油勘探，石油工业部于1973年在广东省海康县成立了南海石油勘探筹备处。1974年改称南海石油勘探指挥部，基地迁至湛江市。为了开展广东、海南沿海大陆架的油气勘探，南海石油勘探指挥部于1974年引进了一艘能进行24次覆盖的海上地震船——“滨海504”（后称“南海501”），在主要海区——莺歌海进行大量海上地震工作。与此同时，先后于1974、1976年在珠江口盆地做了24次覆盖数字地震剖面4条（图2-2-1），发现珠江口盆地存在具有含油气远景的深坳陷。地震反射显示三套速度不同的沉积层，总厚度约6000米。同年，又在西沙群岛钻探了南海第一口区域探井——西永1井，首次揭示了南海有厚逾千米的第三系礁灰岩。

二、地质系统、科学院系统及国家海洋局系统的工作

国家地质总局第二海洋地质调查大队在1975～1976年对雷州半岛、海南岛以东，北纬16°21′以北，东经117°以西面积约29万平方公里海域进行了地质—地球物理综合调查。通过对资料的综合解释，初步圈定了珠江口盆地范围。1977年在珠江口盆地北部中段面积2.5万平方公里的海区开展了比例尺为1：20万的地震普查，进一步证实了珠江口坳陷区的存在。从1977年10月至1980年6月在6个构造上共钻探井7口，总进尺17，275.07米（图2-2-2）。有5口井钻穿下第三系至基岩，最深的珠7井，井深3570米。这些探井为建立珠江口盆地北部中渐新统以上的地层层序及确定时代和接触关系提供了第一性资料。

1979年8月11日位于红棉构造带（番禺3-1构造）的珠5井，首次在下第三系中喷出工业油流，揭开了珠江口盆地石油勘探的新篇章。该井2832～2836.5米和2745.2～2749.2米测试井段采用19.05毫米油嘴，历时6小时25分求产，折算日产原油245.97立方米；后又射开2531～2535米井段，用12.7毫米油嘴求产，历时9小时30分，折算日产原油43.72立方米，三层合计日产原油289.7立方米。

通过综合研究，于1981年完成了“珠江口盆地地质构造特征及油气远景初步评价”报告，这是地质部南海地质调查指挥部对珠江口盆地进行地质、地球物理综合调查研究的总结。为以后大规模的石油勘探提供了宝贵资料。

国家地质总局航空物探大队902队于1976年11月至次年2月及1977年10～12月先后对南海北部45.5万平方公里的区域范围和珠江口坳陷面积10.4万平方公里的区域进行了航空磁测概查和普查工作，共完成测线12.7万公里。

表 2-2-1　珠江口盆地勘探历程简表

勘探阶段	时间	范围 (km^2)	合作区块					地震 (km)	钻井(口)				主要成果				简要特点
			作业者	区块号	面积 (km^2)	时间			探井	评价井	开发井	累计进尺 (m)	油气田 (个)	含油气构造 (个)	油气井 (口)	油气显示	
						签定	终止										
区域概查	1973 | 1979	290000(南海北部海域)						28180.4	7			17275		番禺3-1	珠5		珠5井首获工业油流，日产原油 289.7m^3
与外国石油集团合作开展地球物理勘探	1979 | 1980	283000(珠江口盆地)	MOBIL	阳江	74000			17532									地球物理勘探合作
			EXXON	广州	77000			18396									
			CHEVRON-TEXACO	海丰	72000			16809									
			PHILLIPS	汕头	60000			13855									
			合计		283000			66592									

勘探阶段	时间	范围 (km²)	合作区块					地震 (km)	钻井（口）				主要成果				简要特点
			作业者	区块号	面积 (km²)	时间			探井	评价井	开发井	累计进尺 (m)	油气田 (个)	含油气构造 (个)	油气井 (口)	油气显示	
						签定	终止										
与外国石油集团合作勘探开发	1983—1985	26226（第一轮招标共12个区块）	BP	14／29	3199	1983.5.10		3330	3			14579		恩平18-1	恩平18-1-1	恩平17-3-1 12-1-1	1)惠州33-1-1井首次发现礁灰岩油藏初产原油445.1m³／d 2)惠州21-1-1 西江24-3-1AX 西江24-1-1 文昌19-1-2井获重大突破。惠州21-1-1井初产原油2311.5m³／d
				28／27	1286	1983.5.10		1312	3			13495				番禺33-1-1 27-1-1	
				27／31	2256	1983.5.10		2534	1			1907					
				26／14	3209	1983.5.10		3534	4			9321					
			ESSO	04／27	2540	1983.8.23		2805	4			13382					
				40／01	2580	1983.8.23		7411	3	2		18545		文昌19-1	文昌19-1-1 19-1-2	文昌14-1-1 2-1-1	
			HN	28／14	1283	1983.9.5		2731	2			12072					
			PROOC	15／33	1279	1983.10.29		2475	2			10442				番禺4-1-1 3-1-1	
			ACT	16／08	3189	1983.12.2		4117	4	1		17889		惠州21-1 33-1	惠州21-1-1 33-1-1 21-1-2	惠州8-1-1	
			PHILLIPS	15／11	2835	1983.11.29		3721	4	2		20594	西江24-3	西江24-1	西江24-3-1AX 24-3-2X 24-1-1	西江24-3-3X	
			OXY	28／23	1284	1983.8.6		2148	2			6807				番禺24-1-1	
				26／29	1286	1983.8.6		1577	2			7927				阳江35-1-1	
			合计	12	26226			37697	34	5		146961	1	5	9	12	
				8	16895			22639	24	3		109260	1	4	7	9	
				4	9331			15057	10	2		37701		1	2	3	

续表

勘探阶段	时间	范围(km²)	合作区块					地震(km)	钻井(口)				主要成果				简要特点
			作业者	区块号	面积(km^2)	时间 签定	时间 终止		探井	评价井	开发井	累计进尺(m)	油气田(个)	含油气构造(个)	油气井(口)	油气显示	
与外国石油集团合作勘探开发	1986—1988	31708(第一轮招标区块增加3个附加区块)	BP	14/29	3199	1983.5.10	1986.7.31		1			1693					
				28/27	1286	1983.5.10	1986.7.31										
				27/31	2256	1983.5.10	1986.9.30										
				26/14	3209	1983.5.10	1986.7.18										
			ESSO	04/27	2540	1983.8.23	1986.8.31										
				40/01	2580	1983.8.23		133.86		1		2471			文昌 19-1-4		
			HN	28/14	1283	1983.9.5	1986.11.30		2			4157					
			PROOC	15/33	1279	1983.10.29			2			4093		西江 34-3	西江 34-3-1	西江 33-2-1A	
			ACT	16/08	3189	1983.12.2		38.75	2	4	4	3485	惠州 21-1 26-1	惠州 27-1	惠州 27-1-1 26-1-1、2 21-1-4 26-1-3	惠州 21-1-3	流花 11-1 油田储量亿吨以上，是目前我国第一个生物礁大油田
			PHILLIPS	15/11	2835	1983.11.29											
			OXY	28/23	1284	1983.8.6			1			3086					惠州 26-1-1 井测试折算日产油量 4200 多 m^3,这是迄今我国砂岩储油层中获得单井日产最高的一口井
				附加区 17/15	319			937.4	2			4621		陆丰 15-1	陆丰 15-1-1		
				附加区 17/16	319				1			1775		陆丰 22-1	陆丰 22-1-1		
				26/29	1286	1983.8.6	1986.8.31										
				附加区 53/06	486	1985.10.	1986.8.31		1			2133					
			AMOCO	29/04	3202	1985.11.12		4529.6	4	3		13171	流花 11-1(W)	流花 11-1(E) 4-1	流花 11-1-1A 11-1-2 11-1-3 11-1-4 11-1-5 11-1-6 4-1-1		
			合计	16	30552			5639	16	8	4	72053	3	6	16	2	
				11	20735			5505	15	7	4	67449	3	6	15	2	
				5	9817			134	1	1		4604			1		

续表

勘探阶段	时间	范围 (km²)	合作区块 作业者	区块号	面积 (km²)	时间 签定	时间 终止	地震 (km)	钻井(口) 探井	评价井	开发井	累计进尺 (m)	主要成果 油气田(个)	含油气构造(个)	油气井(口)	油气显示	简要特点
与外国石油集团合作勘探开发	1986—1988	30495 (第二轮招标区块)	AMOCO	04/29	6036	1986.9.16		3386	1			1719					
				16/34	639	1986.2.18		1067	1			2218				惠州 35-1-1	
			ACT	16/04	3185	1986.12.21		3508	3			9864				惠州 22-1-1 10-1-1	
			JHN	16/06	5100	1985.11.8		4175	4	1		16542	陆丰 13-1	陆丰 13-2	陆丰 13-1-1 13-1-2 13-2-1	惠州 18-1-1 陆丰 14-2-1	
			PHILLIPS	15/22	4473	1985.12.17		4793	7			21896		西江 23-1 30-2	西江 23-1-1X[1] 30-2-1X[1]	西江 23-1-2X 惠州 25-1-1X	
			OXY	27/24	5470	1986.3.28		1825	1			3527					
			ESSO	39/11	3876	1985.11.15		3444	6			13499		文昌 9-2	文昌 9-2-1	琼海 18-1-1 23-1-1	
				39/11 附加区	1716	1987.9.28		189								阳江 32-1-1	
			合计	8	30495			22389	23	1		69265	1	4	6	10	
				6	24903			18755	17	1		55766	1	3	5	7	
				2	5592			3633	6			13499		1	1	3	
		协议区	PROOC	15/31	1276												
				15/26				798									
			BP	05/08	4796				1			1552					
			HN	41/02				955									
			自营地震					12618									
			总计					80098	74	14	4	289832	5	15	31	24	
			1983—1988					61273	57	11	4	234028	5	13	27	18	
								18825	17	3		55804		2	4	6	

①为钻井过程见好油气显示,电测解释有好油层,由于其它原因未进行试油,但确认该构造含油,列入油气流井统计。

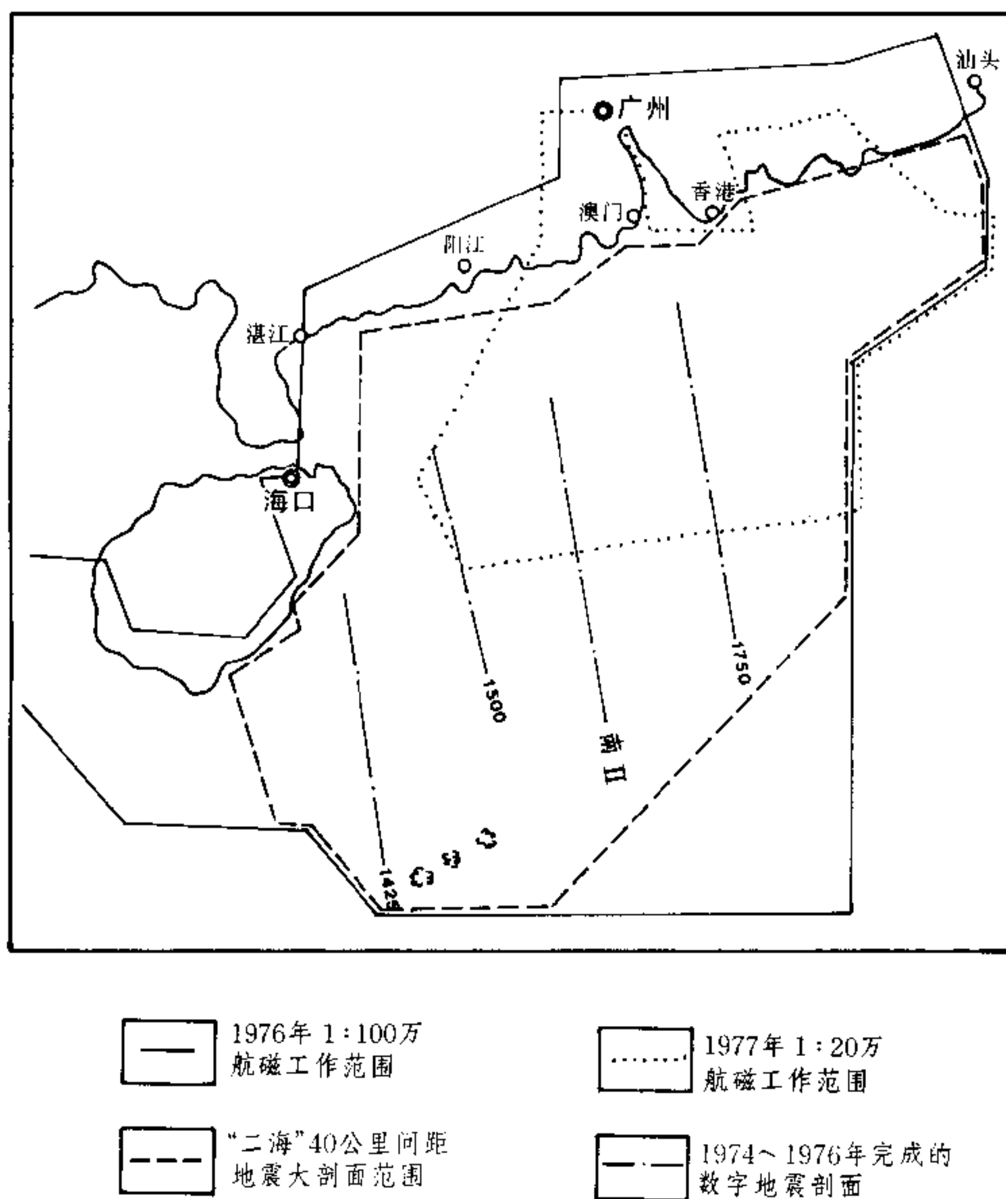


图 2-2-1　珠江口盆地地震剖面和航磁测区分布图

中国科学院南海海洋研究所于 1976 年和国家海洋局南海分局协作，在珠江口外至北纬 17° 海域进行重磁力调查。嗣后，中国科学院南海海洋研究所又于 1978 年 6～8 月、1979 年 8 月至 1981 年 8 月先后进行重、磁、测深调查，为珠江口盆地以后的石油勘探提供了宝贵的资料，详见表 2-2-2。

表 2-2-2 珠江口盆地区域概查地球物理勘探简表

海区			重力			磁法						地震					
名称	面积(km²)	水深(m)	工作量(点数 km)	比例尺	工作时间与单位	航磁			海磁			工作量(km)				测网密度(km×km)	工作时间与单位
						比例尺	测线(km)	工作时间与单位	比例尺	测线(km)	工作时间与单位	五一型	模拟	数字	合计		
南海北部	290000	50～200	1349[1](个) 4809(km)	1/100万	1971～1980 国家地质总局南海调查指挥部	1/100万 1/20万	60623 66381.5	1971～1980 国家地质总局物探大队909队	1/100万	27294[1]	1971～1980 国家地质总局南海调查指挥部	10256	15053.2	1800	27109.2[1]	40×50 部分： 4×8 2×4	1971～1980 国家地质总局南海调查指挥部
			23601[1] km		1976～1981 中国科学院					20801[1]	1976～1981 中国科学院			1071.2	1071.2		1974～1976 石油工业部

(1)包括南海北部工作量。

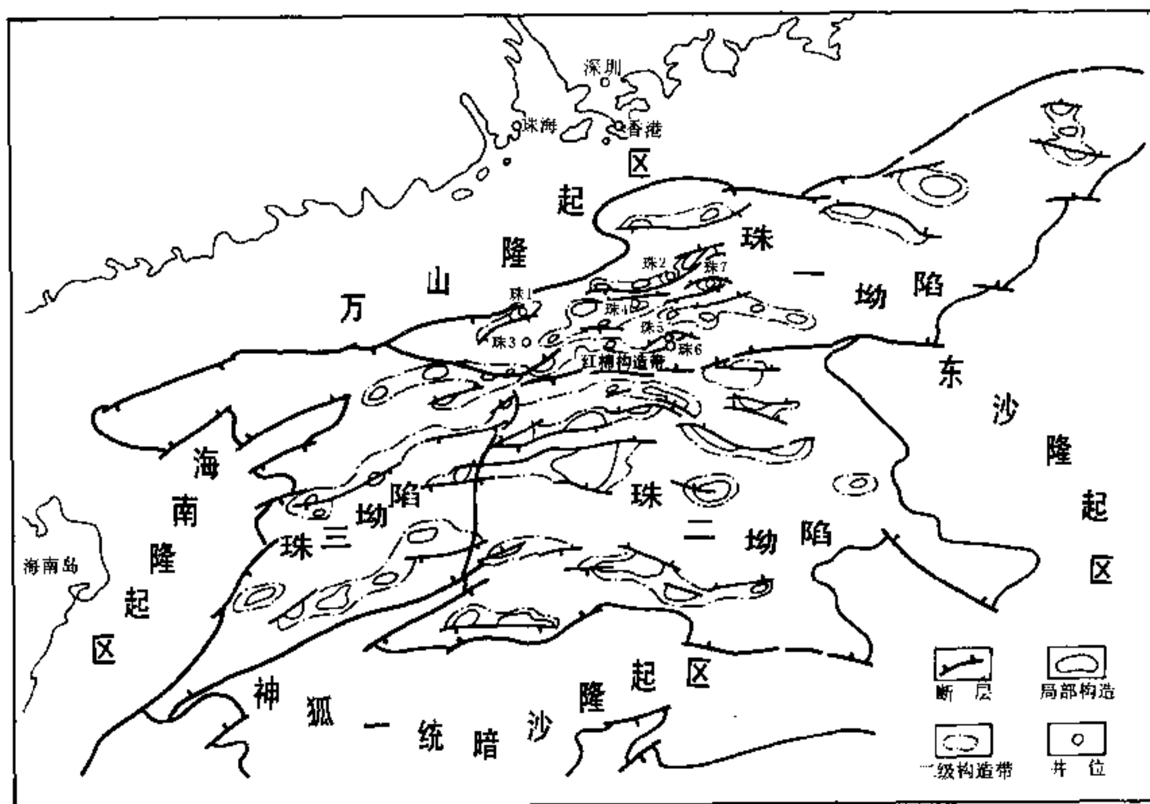


图 2–2–2　珠江口盆地构造分区及井位分布图（1977～1980 年）

第二节　对外合作地球物理勘探阶段（1979～1982）

1979～1982 年❶，主要开展对外合作地球物理勘探普查工作。为了加速我国海上石油勘探，利用外国资金和技术，于 1979 年 6 月，与外国石油公司正式签订了在珠江口盆地北纬 17°00′～23°30′、东经 110°30′～118°00′之间的总面积为 283000 平方公里范围内进行海上地球物理勘探协议书，授权五家石油公司（MOBIL，EXXON，CHEVRON，TEXACO 和 PHILLIPS）作为四个作业区（阳江、广州、海丰和汕头）的作业者（图 2–2–3）负责各区的野外采集和资料处理与解释工作。从 1979 年第三季度开始至 1980 年完成海上采集、处理及最终成果报告。四个区块共计完成地震测线 66592 公里及相应的海磁、海底重力测量。地震主测线方向为 150°方位角，联络测线方向为 60°方位角。水深小于 200 米的大陆架区普查测网为 6×18 公里，有利地区测网加密到 3×6 公里。水深大于 200 米的大陆坡区测网为 18×36～36×36 公里。各公司资料采集记录道数在 96 道以上，覆盖次数不低于 48 次，并向我方提供水平叠加剖面、偏移剖面、保持振幅剖面等常规处理资料。各作业公司对有远景的圈闭还做了特殊处理。为了搞清复杂的构造情况和岩性、岩相分析、烃类检测，而采用了一些新技术。广泛采用计算机，结合各种特殊处理，进行综合资料解

❶包括双方综合研究、规划时间。

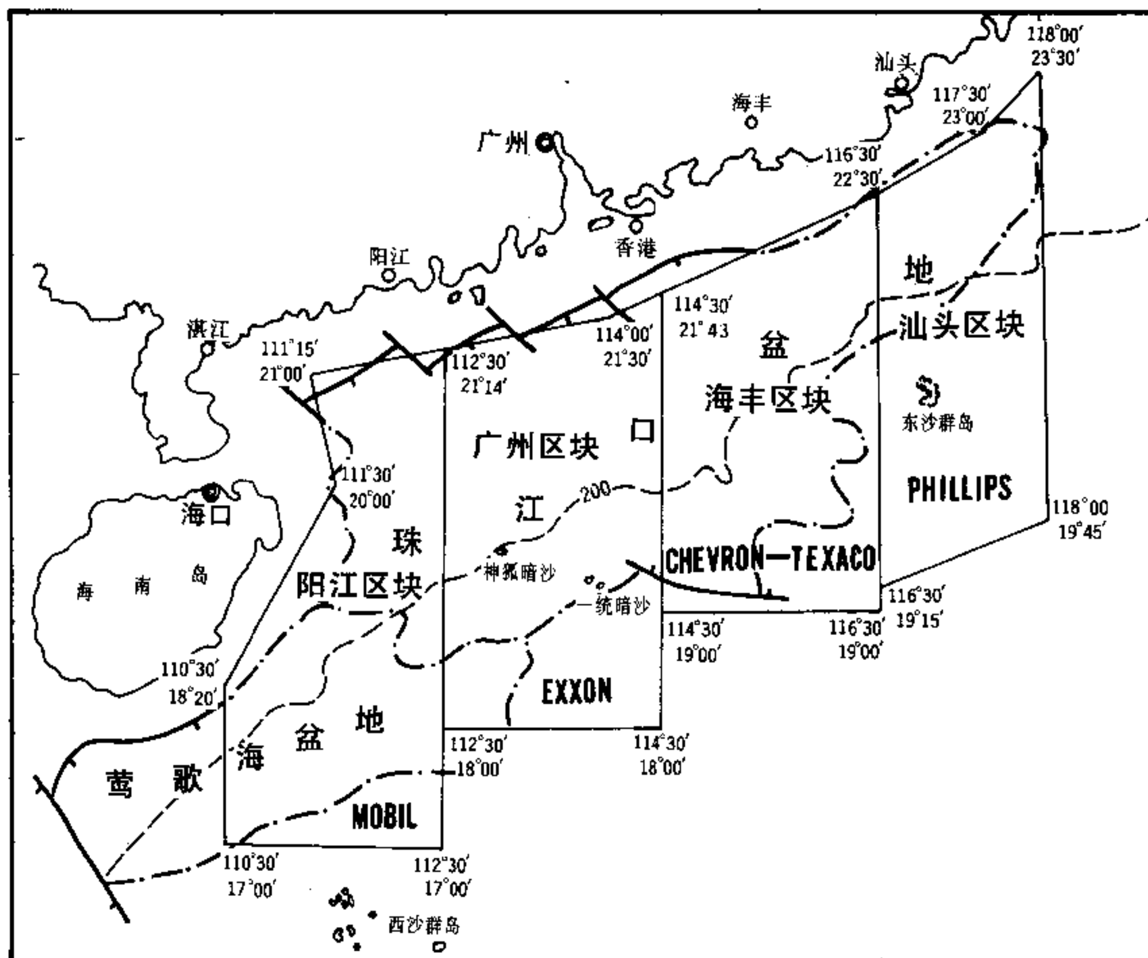


图 2-2-3　珠江口盆地作业公司区域位置图

释，因此取得了高质量的解释资料和图件。

为了充分利用外国石油集团提供的地球物理资料和成果，于 1980 年下半年组织了由石油部地球物理勘探局、华北油田、长庆油田、大庆油田、辽河油田、大港油田、北京石油勘探开发科学研究院及南海石油勘探指挥部等单位并邀请地质部南海地质调查指挥部第二海洋地质调查大队、综合研究大队及青岛海洋地质研究所参加，共 11 个单位的 115 名地质、地球物理技术人员组成珠江口盆地油气资源评价组，以 11 个月的时间完成了全盆地 66592 公里地震剖面的对比解释工作，编制了全区范围的 T_4（相当下中新统顶部到中中新统下部）、T_5（相当下中新统中部）、T_6（相当渐新统上部）及 T_g（相当第三系底）的 t_0 图及相应的速度图和各层之间的等厚图，及部分地区的 T_2、T_7 和 $T_{g'}$ 的 t_0 图。这些图件比较清楚地揭示了珠江口盆地的区域构造和第三系地层的分布情况。共圈定了闭合幅度大于 30 米，面积大于 10 平方公里的局部构造 178 个，其中面积大于 100 平方公里的 16 个大构造具有很大的吸引力。根据勘探初期的钻井资料和业已获得的地质资料对盆地的区域构造、区域地层及沉积环境、生油、储油、盖层条件、运移和保存条件进行了综合研究，对局部构造和圈闭进行了综合评价，计算了油气远景储量，从而获得如下认识。

1）珠江口盆地是一个以新生代沉积为主的大型盆地。走向北东东，长 800 公里，宽

100～300 公里，面积 14.7 万平方公里，沉积岩厚度逾万米，沉积岩体积 34.7 万立方公里。沉积速度 0.12～0.25 毫米／年。

盆地的形成、演变过程极其复杂，经历了晚白垩世至渐新世的断陷—早中新世的拉张—中中新世至第四纪的坳陷—三角洲三个演化阶段，形成三种不同的沉积体系，相应为陆相—半封闭海相—开阔海相沉积。早期断陷，以充填式堆积和河湖沉积为特征，形成盆地最重要的生、储油层系。中期拉张，以海陆交替、海相沉积体系为特征，形成第二个重要的储油层系。晚期盆地整体下沉，形成区域盖层。因而具备了一个大型含油气盆地的基本地质条件。

2）盆地内划分珠一、珠二、珠三三个坳陷和北部断阶、神狐暗沙、东沙三个隆起（图 2-2-4），坳陷总面积为 8.1 万平方公里，隆起面积为 6.6 万平方公里。

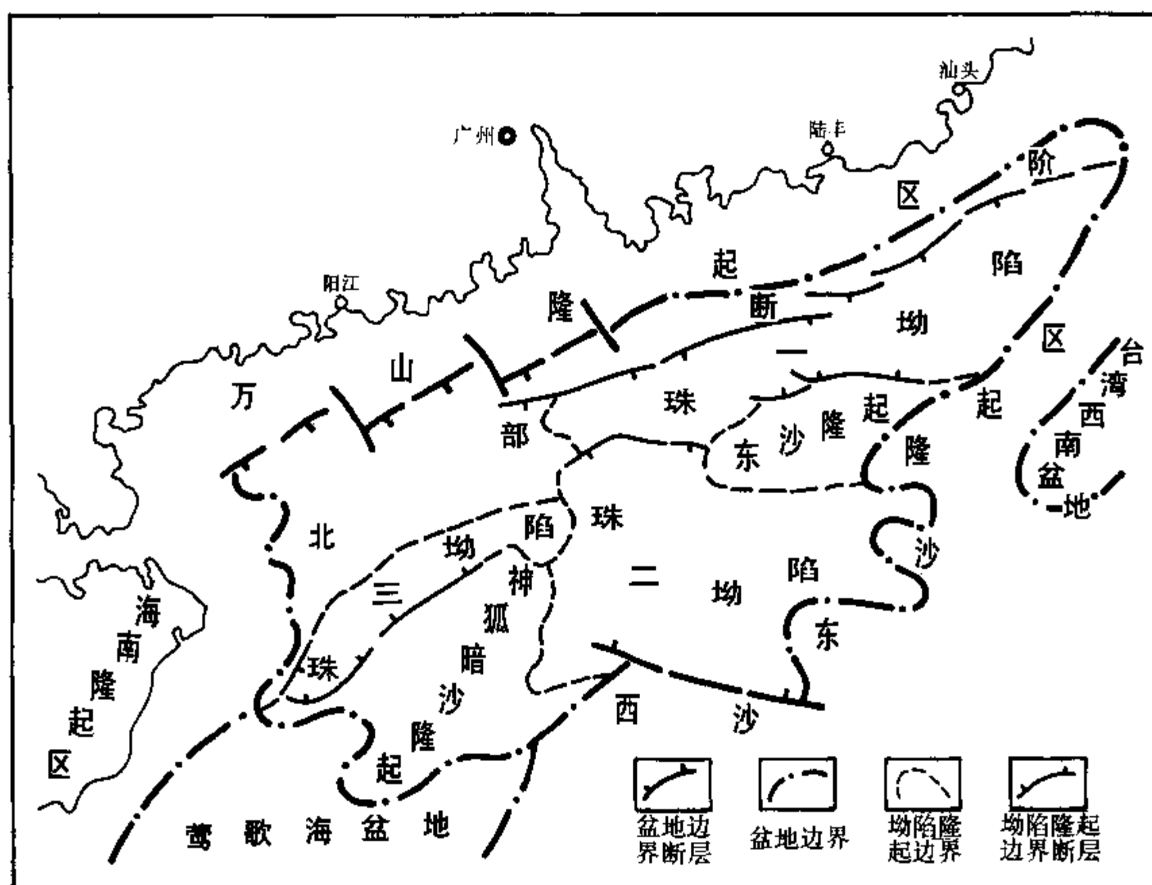


图 2-2-4　珠江口盆地构造单元划分图

珠一坳陷由 5 个凹陷和 5 个低隆起组成，面积 3.1 万平方公里，沉积厚 7000 米。珠二坳陷由二个凹陷和一个低隆起组成，面积为 3.9 万平方公里，沉积厚 10000 米。珠三坳陷由二个凹陷一个低凸起组成，面积为 1.1 万平方公里，沉积厚 8500 米。三个坳陷均具有良好的含油气潜力。

北部断阶、神狐暗沙、东沙三个隆起大都缺失早第三纪沉积，而晚第三纪沉积厚度为 1500～2500 米，倾没部位具有好的含油气潜力。

3）共发现各类有利储油构造178个，面积为8093平方公里。其中面积大于100平方公里的16个，总面积3236.6平方公里；面积100～50平方公里的有25个，总面积1751.5平方公里；面积50～20平方公里的有73个，总面积2206.1平方公里；面积20～10平方公里的有64个，总面积898.8平方公里。构造类型主要有6种：背斜、断背斜、半背斜、断块、地层、断鼻。那些圈闭条件好、近油源的大构造应优先选择钻探。

4）发现两套生油层。生油层为下第三系珠海组和上第三系珠江组的暗色泥岩。推测向坳陷内部，有可能存在较老的始新统湖相生油层。对6口井546块生油样品分析，认为珠一、珠二、珠三坳陷下第三系都具备充分成熟条件，珠二坳陷和珠一坳陷的较深凹陷，下中新统也具备充分成熟条件，而珠三坳陷可能欠缺下中新统的充分成熟区。

5）据区域地震地层学分析，珠江口盆地内发育了多种类型的储集体，主要为下第三系河湖相的各种砂体，上第三系海进砂岩及部分碳酸盐岩储集体。在下中新统中部（T_5层位）沿东沙及神狐暗沙隆起周围分布有6万平方公里的碳酸盐岩。

6）预测成油组合有三种类型：一是新生古储，指与下第三系生油有关的基岩油藏。二是自生自储，包括下第三系和上第三系下中新统内部自生自储油藏。三是次生油藏，指与下第三系或中新统生油岩有关的浅层油藏。

7）油气资源十分丰富。据圈闭法和氯仿沥青“A”法计算的远景地质储量结果，中外石油地质专家均认为珠江口盆地是一个油气资源十分丰富的盆地。

第三节　对外合作勘探开发阶段（1983～1988）

1983～1988年为珠江口盆地对外合作勘探开发阶段。

在完成中外合作地球物理普查之后，为了对外招标的需要，按每一经纬度见方划分为36个小块，每个小块称为基本单元块，面积约320平方公里。珠江口盆地中外合作的4个物探区共划分基本单元块760块，总面积246240平方公里，拟定拿出124个基本单元块组成17个招标区块，总面积39661平方公里。第一轮实际中标区块12块（见图2-2-5），总面积为26226平方公里，由7家作业公司与我们合作，合同规定第一阶段（前三年）最低勘探工作量为：地震30000公里，探井52口，总进尺160175米。

为适应勘探开发我国南海石油的需要，有效地执行合同，石油工业部报经国务院批准并商得广东省同意，成立中国海洋石油总公司南海东部石油公司和西部石油公司，并于1983年6月29日正式宣告成立，南海东部石油公司是在南海石油指挥部珠江口筹建处基础上成立的，总部设在广州。南海西部石油公司系由原石油工业部南海石油勘探指挥部改建的，总部设在湛江。南海东部石油公司负责经营管理东经113°10′以东珠江口海洋石油资源的勘探开发和生产。113°10′以西则由南海西部石油公司负责，同时还担负南海海域部分石油专业承包服务工作。

珠江口盆地东经113°10′以东地区，面积为13.1万平方公里，其中水深小于200米的大陆架面积6.4万平方公里；以西地区面积4.4万平方公里，水深小于200米的大陆架面积3.6万平方公里。第一轮中标的12个区块，有8个区块属东部石油公司，面积为16895平方公里；4个区块属西部石油公司，面积为9331平方公里。

1986年进行第二轮招标，中标的7个区块（东部公司6块，西部公司1块）。在第二轮招标期间又扩充了3个附加区块（东部公司2块，西部公司1块）及第一轮招标遗留的1个

区块。这样，东部地区两轮招标一共 15 个合同区块和 2 个附加区块，面积 45638 平方公里；西部地区则共有 5 个合同区块和 2 个附加区块，面积 15409 平方公里。

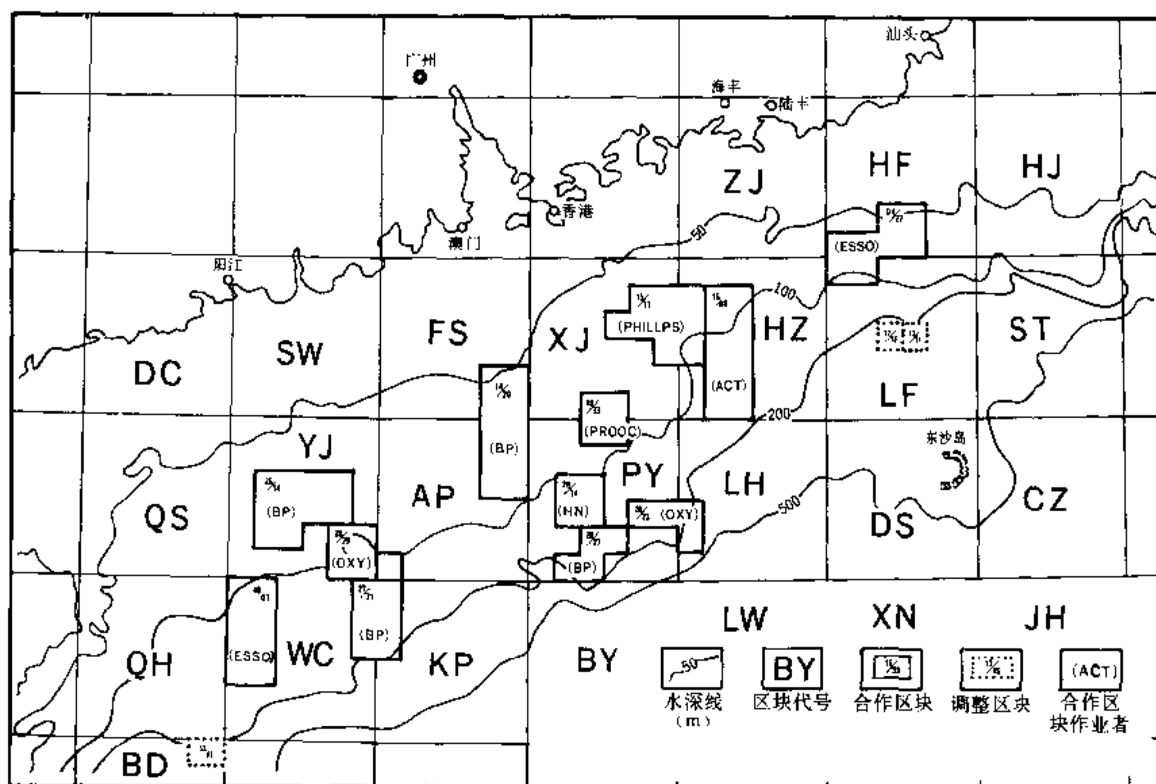


图 2-2-5 珠江口盆地第一轮招标合作区块图区块中英文名称对照（自下而上、自左而右）

ZJ—紫金；HF—海丰；HJ—韩江；DC—电城；SW—石湾；FS—佛山；XJ—西江；HZ—惠州；LF—陆丰；ST—汕头；QS—钦州；YJ—阳江；AP—恩平（亦作 EP）；PY—番禺；LH—流花；DS—东沙；CZ—潮州；QH—琼海；WC—文昌；KP—开平；BY—白云；LW—荔湾；XN—兴宁；JH—韩和

珠江口盆地自 1983 年至 1988 年期间，一共同 9 个国家的 27 家石油公司合作勘探开发 20 个区块和 4 个附加区块，历年共完成地震测线 80098.7 公里（东部公司辖区 61273.6 公里，西部公司辖区 18825.1 公里），完钻探井 74 口（东部公司辖区 57 口）、评价井 14 口（东部公司辖区 11 口）、开发井 4 口，总进尺 289832.58 米。

勘探初期，第一批探井由外国石油集团选择，与中方研究意见基本吻合，双方认为首先应钻探邻近生油凹陷的大构造。EP（恩平）18–1、WC（文昌）19–1、LF（陆丰）2–1、PY（番禺）16–1、KP（开平）1–1 及 PY（番禺）27–1 等构造面积大，又邻近深凹陷，是有可能获得油气重大发现的构造。BP 公司于 1983 年 11 月首先在 14／29 区块钻探恩平 18–1 构造上的恩平 18–1–1 井，第一次在珠一坳陷发现上第三系韩江组油层，1393～1400 米井段经测试获日产原油 41.49 吨。1984 年 1 月和 3 月又分别钻探 27／31 和 28／27 区块的开平 1–1 和番禺 27–1 两个大构造的 1 号井，但均未获油气显示。埃索公司在 1984 年 2 月钻探 40／01 区块的文昌 19–1 大构造，在文昌 19–1–1 井首次发现珠三坳陷上第三系珠江组油层，测试井段 1269～1284.6 米，日产原油 42.6 立方米。同年 6 月又钻探文昌 19–1–2 井，除继续发现珠江组油层外，还在下第三系珠海组发现油层，测试 1672.5～1782 米井

段，获日产502.77立方米的高产油流。另外，于同年5月所钻04／27区块陆丰2–1大构造上的陆丰2–1–1井未获油气显示。西方石油公司在1984年3月首先钻探26／29区块的阳江36–1构造，4月又钻探28／23区块的番禺16–1大构造。这两个构造上的1号井均未获油气显示。

上述圈闭面积大于100平方公里的几个大构造经钻探后，除文昌19–1–2井获高产油流、文昌19–1–1和恩平18–1–1井获得油流外，其余的几个大构造上均未获得油气，这种情况曾一度影响了某些外国石油集团对珠江口盆地石油勘探的信心。

1984年10月，ACT石油集团在16／08区块钻探东沙隆起北缘、紧邻惠州生油凹陷的惠州33–1大构造，除发现珠海组砂岩油层外，首次发现了珠江组层位的礁灰岩油层。经测试砂岩油层井段2214～2218米和2194～2200米，日产原油分别为153.9立方米和30.5立方米；测试石灰岩井段1990～2025米，日产原油260.74立方米。这是珠江口盆地东部地区继恩平18–1–1井获油流之后首次在礁灰岩油层获得日产原油较高的重大突破井。1984年12月菲利普斯石油公司在15／11区块钻探了位于惠州凹陷有效生油岩分布区范围内的西江24–3构造。西江24–3–1AX井在珠江组、韩江组地层发现油层7层，总厚53.6米。测试珠江组油层2层、韩江组油层1层，井段分别是2344～2350、2099～2107和1904～1912米，均以11.11毫米油嘴求产，产油量分别为546、414和156立方米，三层油层初产量合计1116立方米，为珠江口盆地勘探油气开拓了新局面，勘探形势大为好转。

1985年4月，ACT石油集团在16／08区块继惠州33–1构造发现礁灰岩油藏之后，又钻探了位于惠州凹陷有效生油岩分布区范围内的惠州21–1背斜构造。惠州21–1–1井经电测解释认为井深2406.5～4540.5米之间共有油层16层110.9米，其中珠江组、珠海组油层14层厚70.6米；文昌组油层1层厚5.8米；前第三系火成岩油层1层厚36.5米。射开珠江组井段2416～2423米油层厚7米和珠海组井段2850～2980米4层油层厚33米，累加日产油量高达2311.5方，进一步发展了珠江口盆地石油勘探的大好形势。

从惠州33–1–1到西江24–3–1AX及至惠州21–1–1井，这三口发现井的油层一口比一口厚，产量一口比一口高，从而证实惠州凹陷是一个油气富集区。继1986年发现陆丰15–1、惠州27–1、陆丰22–1和西江23–1含油构造后，1987年又获重大突破，在东沙隆起上发现了流花11–1大型生物礁滩背斜型油田。其圈闭面积326平方公里，幅度148米，分东、西、南和流花4–1四个高点，除南高点未钻井外，其余三个高点经钻探在珠江组中下部的礁滩相灰岩内均获得油流，控制储量1亿吨以上。这是我国目前最大的生物礁油藏。1988年又发现了惠州26–1、陆丰13–2、西江30–2和文昌9–2四个含油气构造。惠州26–1–1井发现油层9层72.3米，主力油层集中于珠海组中下部，经DST测试全井日产油4228立方米，这是我国海上目前日产油量最高的1口井。西江30–2–1X井，完井电测解释含油井段1877.5～2841.8米（韩江组—珠江组）长达964.3米，其中油层32层156.9米，差油层11层19.7米，油水同层3层16.3米，这是珠江口盆地目前钻遇油层最厚的1口井。

自1983年至1988年，发现和证实的油田和含油构造共19个。这些油田和含油构造分布在10个区块内，主要集中在惠州凹陷和东沙隆起上（图2–2–6）。获得油流的探井和评价井共31口，探井成功率25.7%。这几年的合作勘探是成功的，不但在坳陷带找到了惠州凹陷油气富集区，而且在隆起带也找到了东沙隆起西部油气富集区；不但发现了一批中小型砂岩油气藏，也发现了大型礁灰岩油藏。这些成果均表明珠江口盆地石油地质基本条件良好，油气资源丰富，勘探前景广阔。

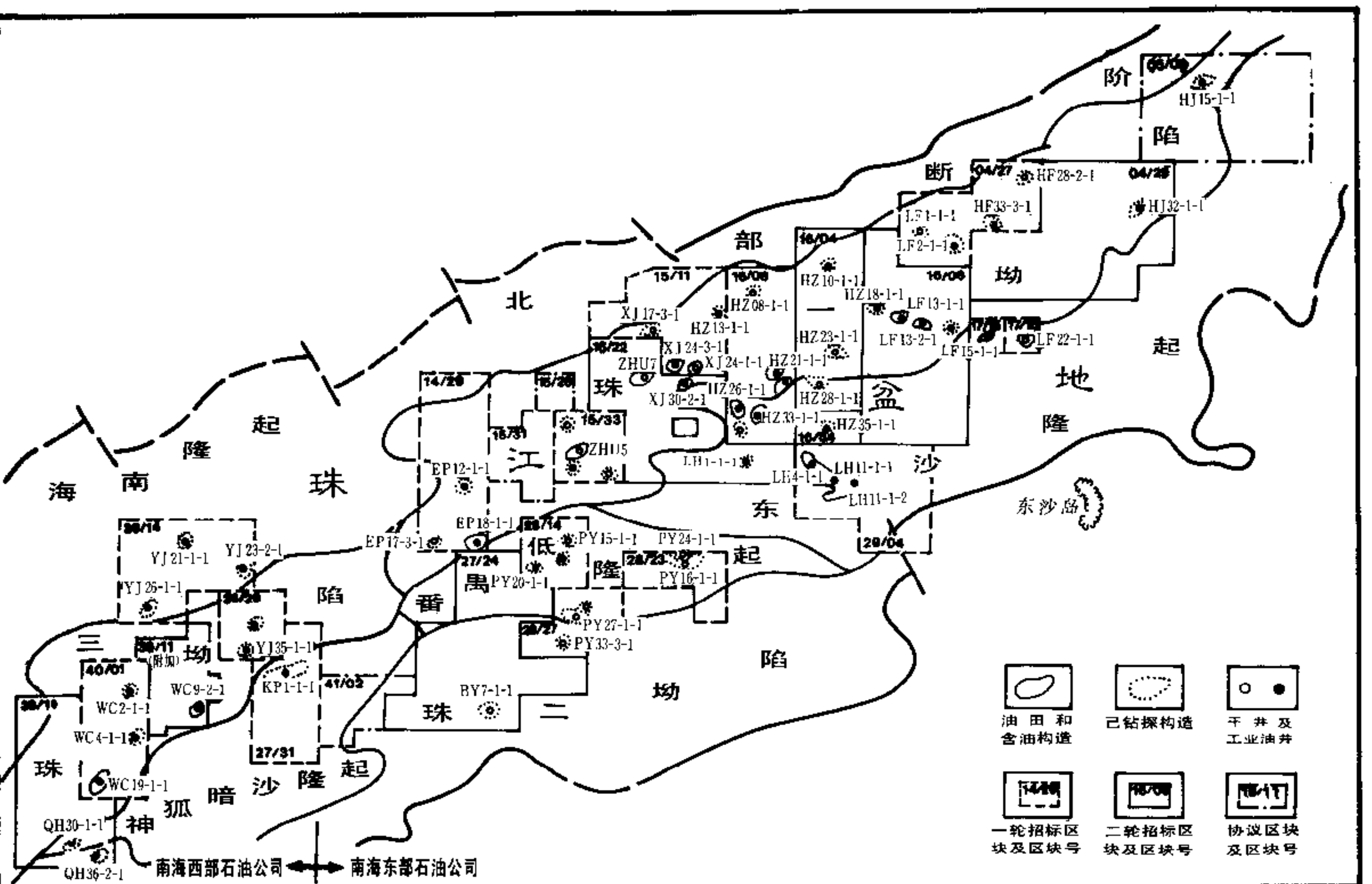


图 2-2-6　珠江口盆地油田含油构造分布图

经过上述5年的石油勘探，获得如下几点主要认识：

一、惠州凹陷是一个油气富集区

中外合作勘探初期，选择了原珠二坳陷中央隆起带上的几个大构造进行钻探（番禺27-1、番禺16-1及开平1-1等），由于生、储、盖、圈、保条件配置不好，未能取得成果。后来，钻探了惠州凹陷的西江24-3、惠州21-1、西江24-1等背斜构造获高产油流，这充分表明惠州凹陷具有油气富集的地质条件，其特点是：

1）长期发育继承性的大型深凹陷，具有丰富的油源。

惠州凹陷面积8000平方公里，第三系累计沉积最大厚度8500多米，有文昌组、恩平组、珠海组和珠江组4套生油层。文昌组为湖相深灰色泥岩为主的地层，恩平组为河湖沼泽相的砂泥岩夹煤层，有机质丰度高，为本凹陷的主要生油层。珠海组、珠江组在凹陷较深部位达到成熟，为潜在生油层。以西江24-3-1AX井的始新统泥岩百分比37%推算，则凹陷中心的生油岩厚约1500米。由文昌组、恩平组、珠海组、珠江组黑色泥页岩组成庞大的生油岩体，为惠州凹陷油气的形成奠定了雄厚的物质基础。惠州凹陷生油岩的分布基本控制了内部及其周缘的油气展布。

2）惠州凹陷是一个具有大面积、储盖组合好的凹陷。

惠州凹陷从沉积珠江组以来，大部分处于前三角洲或陆架泥分布区，各井钻遇泥岩厚约400～600米，泥岩比值达60～80%，形成大面积的区域盖层分布区。在这个区域盖层之下的珠海组地层，是三角洲前缘相和滨岸相砂岩为主的沉积，各井钻遇砂岩厚400～600米，砂岩比值达65～80%，形成大面积的油气储集层和输导层，纵向上与珠江组形成十分有利的储盖组合。

3）具有众多良好的构造圈闭。

惠州凹陷有局部构造39个，代表层面积（T_5反射层）614.6平方公里。构造类型以披覆背斜、牵引构造、断背斜为主。业已发现的油气藏多为基岩隆起上发育起来的披覆背斜。由于区域盖层良好，除长期发育的大断层断穿区域盖层外，圈闭均具有较好的保存条件。而这些构造圈闭又具有较好的运移通道，纵向上于区域盖层之下发育较多的连接生油凹陷与构造圈闭的供油断层以及各层系的砂体叠合连通体；横向上珠海组砂岩大面积分布，与供油断层、叠合砂体连通。凹陷内庞大的生油岩体在各地质时期不断排出的油气，运移至区域盖层之下的珠海组、珠江组下段的储集岩层内，在圈闭中形成油气藏。

二、东沙隆起是油气汇集的有利地区

东沙隆起是北港澎湖隆起向西延伸的部分，南依潮汕凹陷和白云凹陷，北靠珠一坳陷，在东经118°以西的面积约30000平方公里。在地质演变发展过程中，东沙隆起是在早中新世珠江组沉积时被海水淹没成为碳酸盐岩台地，在珠江组、韩江组沉积末期至今，一直处于盆地的最高部位，成为盆地南北坳陷油气运移的主要指向，是油气聚集的有利地区。主要的有利条件：

1）东沙隆起周围的惠州、西江、白云、潮汕凹陷，是东沙隆起的主要油源供给区，隆起内的5个小洼陷也具有一定的生油能力。

2）东沙隆起上"铺天盖地"的珠海组海进砂岩是理想的油气输导层。南北坳陷带深部的油气通过早期断层、不整合面及砂层叠合连通体等运移网络，使油气进入珠江组区域盖层之下的珠海组储集层内，尔后沿珠海组构造脊向东沙隆起进行长距离运移和汇集。起油气运移主通道作用的构造脊在东沙隆起最为发育，并呈汇集型，因而利于油气富集。

3）珠海组油气输导层以上的珠江组和韩江组主要是前三角洲和陆架相泥岩，与下伏的珠海组砂岩构成理想的储盖组合。

4）有类似和比惠州 33-1 更好的礁块圈闭和披覆背斜，隆起边缘还发育较多的岩性圈闭。流花 11-1 大型礁灰岩油藏的发现，表明东沙隆起的礁圈闭有良好的勘探前景。据统计，大小不等的碳酸盐岩岩隆有 54 个，面积近 2000 平方公里，为今后的勘探提供了有利场所。

三、白云—开平凹陷具有良好的勘探前景

此凹陷东西长 300 公里，南北宽 120 公里，面积 20000 多平方公里，为早第三纪封闭和半封闭的沉积凹陷。勘探油气的有利条件与惠州凹陷相似：

1）此凹陷是一个长期继承性发育的凹陷，具有较好的生油环境。

凹陷内第三系地层厚达万米。文昌组沉积时为封闭湖盆。恩平组沉积时，湖盆南部有外溢的豁口，成为半封闭湖盆，直至珠江组沉积时才与广海连通。由于凹陷长期继承性下沉，封闭和半封闭的沉积环境，造就了有利的生油条件。位于凹陷边缘的番禺 33-1 构造钻探揭示，恩平组和珠海组生油岩的有机碳分别高达 2.44%和 1.86%，测试珠海组获少量油花，均表明凹陷有好的油气生成与运移的过程。

2）此凹陷有较多的圈闭，找油领域广阔。

目前由于地震测线较稀，凹陷南部测网为 18×36 公里，甚至更稀，所显示的礁滩和圈闭其可靠程度不如东沙隆起。分隔白云和开平凹陷的鞍部，礁滩（?）和圈闭密集并成带分布，初步统计有 58 个，面积达 445 平方公里。于凹陷边缘及其周围还有翘倾半背斜和挤压背斜 11 个，面积 509 平方公里以及广泛分布 T_5 超覆线，形成地层圈闭。此外，重力资料显示了 6 个低隆起带。随着地震测线加密，将发现更多的构造提供选择钻探。

3）与惠州凹陷、东沙隆起一样，珠江组主要为一套厚度较大的泥质岩沉积，形成良好的区域盖层。

上述三点与惠州凹陷极其相似，是一个具有良好勘探前景的凹陷。

四、油气运移聚集特点

1986 年以后的勘探实践，加深和丰富了对油气运移与聚集特点的认识。

1）珠江口盆地的油气可以长距离运移。

位于东沙隆起的流花油田的油气，距惠州生油凹陷 60 公里，距白云凹陷 50 公里，是油气长距离运移的佐证。珠江口盆地的油气为什么能够长距离运移，重要的地质条件有二：

①区域性的储盖组合为油气长距离运移提供了良好的条件。

区域性的储盖组合和众多的不整合面、断层为油气长距离运移进行输导。珠江口盆地晚渐新统的珠海组海进砂岩和下中新统的珠江组上部泥岩构成区域性的储盖组合，覆盖了盆地面积 70%的地区，这是珠江口盆地独一无二大面积储运油气场所，它在长距离输导油气作用中相对于不整合面和断层更具有广泛性和稳定性，而成为长距离运移油气最重要的地质条件。

晚渐新世时期，珠江口盆地由陆相沉积向海相沉积转化，先是沉积了一套砂岩为主的珠海组地层，其砂岩厚 100～420 米，然后海水进一步加深扩大，又沉积了早中新统的海相地层，它的下部以砂岩或礁灰岩为主，上部以厚层泥岩为主。早中新统下部砂岩厚 60～400 米，隆起地区礁灰岩厚 24～560 米，上部泥岩厚 100～200 米。这样，由珠海组和珠江组下部砂岩或礁灰岩形成叠合状的油气储运层厚达 150～800 米，以上覆的珠江组上部陆架泥作

为顶板，构成大面积分布的储盖组合，这种横向变化特别稳定的储盖组合其储集层是由三角洲分流河道砂、河口沙坝砂、沿岸堡坝砂、三角洲前缘砂，以及遭受淋滤作用的礁灰岩组成而具有良好的储油孔隙，它又直接叠置在盆地主要生油层文昌组—恩平组之上，这就为油气长距离运移提供了最理想的大面积储运场所。

②生油岩主要排烃期与构造活动宁静期的匹配，为油气长距离运移创造了良好的地质环境。

盆地数值模拟资料表明，珠江口盆地生油岩进入成熟的时间早，排油高峰期延续的时间长。当文昌组生油岩上覆恩平组沉积之后就开始进入低成熟门限（$R_0>0.5$），恩平组生油岩是在沉积珠海组中期进入低成熟的。盆地排油高峰期明显的有两个时期，一是珠海组沉积期，占总排油量的42.05%，二是珠江组—韩江组沉积期，占总排油量的40.26%。各凹陷的排油高峰期由于地温梯度、沉积厚度、有机物质类型等因素的差异而有所不同。惠州凹陷的排油高峰期延迟一个时期，主要是在粤海组—韩江组沉积期，这一时期的排油量占该凹陷总排油量的53.62%。这些油气通过各种运移网络进入珠海组地层并在珠江组—韩江组区域盖层之下被保存下来，然后沿珠海组地层上倾方向，向着隆起进行长距离运移。由于盆地区域盖层形成期与生油岩系第二次排油高峰期的一致性，惠州凹陷的排油高峰期还迟于区域盖层形成期，因而有效地阻止了油气垂向散失，而富集在运载层珠海组地层内。此时，也正是构造活动宁静期，明显的表现是断层活动少。以惠州凹陷为例，在568条新老断层中，早期活动的断层有160条，主要发育在珠海组沉积前；晚期断层有346条，主要发育在韩江组沉积之后。正是在沉积珠海组—韩江组时，断层活动处于宁静期，这表明富集在珠海组内的油气一方面没有被断层破坏而逸散，另一方面为油气沿珠海组地层上倾方向由凹陷向隆起进行长距离运移创造了一个良好的地质环境。

2）油气长距离运移的主要路径是珠海组地层继承发育的构造脊。

如前所述，珠海组是该盆地油气富集的主要场所，油气从低处向高处流动时，势必沿构造等高线的法线方向运移，构造脊正是两旁谷地等高线的法线所交汇的轨迹线，脊线就成为油气运移的主要路径。珠海组地层的脊线按盆地发育特点和油气排出高峰期而划分为三个重要时期，即珠江组沉积期、韩江组沉积期和现今期。前两期的珠海组构造脊就是排油高峰时期油气长距离运移的主要路径，又称为油气运移的主要通道。现今期的珠海组构造脊则是沉积韩江组后油气再分配和生油岩晚期排出的油气进行长距离运移的重要通道。这些构造脊越长，越有利于油气长距离运移，尤其是各期的位置、走向变化极少的属继承发育的构造脊，则更有利于油气始终按一定的路径和方向运移，使座落在构造脊上的圈闭能够长期（多期）捕获油气。更为重要的是被众多构造脊汇集的圈闭和地区可能成为油气富集的圈闭和油气富集的地区。

珠江口盆地珠海组构造脊明显地表现了上述的特点，概括地说有如下三点：

①构造脊长，一般长50～100公里。所以远离惠州凹陷60公里的流花11−1构造发现储量亿吨以上的大油田并不奇怪，而是顺理成章的事。

②构造脊多为长期继承性发育。珠江组沉积期、韩江组沉积期、和现今期的脊线位置、走向基本不变，只是坡度逐期加大。这使油气始终按一定的轨迹方向运移，途经的构造截留一部分油气形成油藏后，同一脊线上高部位的其它构造，只要油源足够丰富同样可捕获油气形成油气藏。所以，座落在同一脊线上的惠州26−1、惠州33−1和流花4−1、流花11−1西高点、流花11−1东高点均被证实为含油构造（图2−2−7），这是构造脊继承发育，油气沿

这些构造脊向上运移和聚集的必然结果。

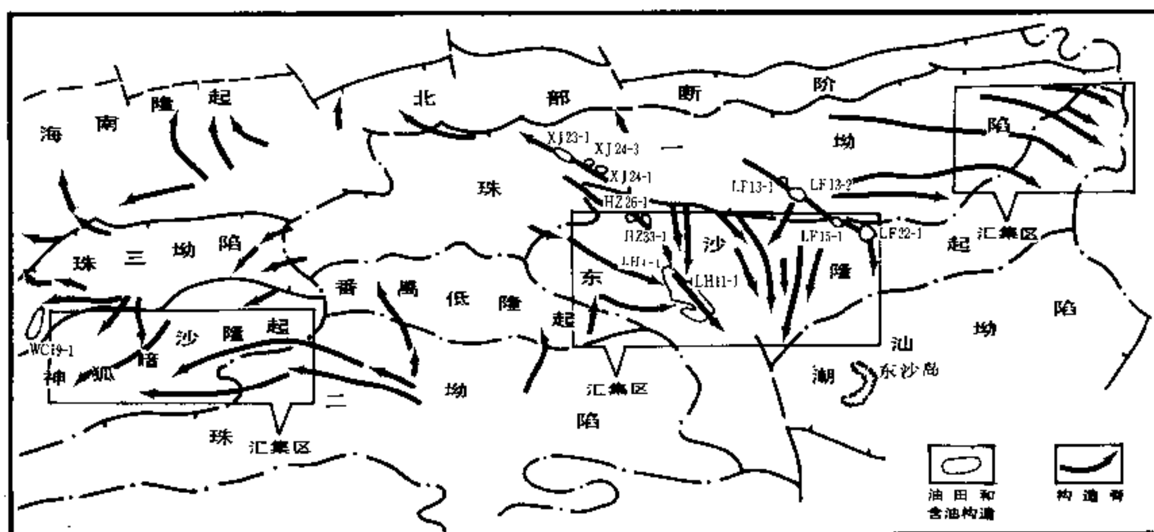


图 2-2-7 珠江口盆地油气运移主渠道分布图

③构造脊的平面组合，汇集成三个中心，即东沙隆起西部、东沙隆起东部和神狐暗沙隆起形成三个油气富集区。东沙隆起西部已证实为珠江口盆地第二个油气富集区，这是构造脊汇集并成为油气运移通道的结果。

3）长期座落在构造脊上的圈闭勘探成功率高，构造脊汇集的地区是油气富集区。

构造脊是油气长距离运移的主要路径，座落在脊线上的圈闭只要构造完整、储盖良好，必然截留油气而形成油气藏，勘探这些构造成功率高。东沙隆起共钻探构造 13 个，其中座落在构造脊上的圈闭有 8 个，除 1 个圈闭没有获得油气尚需研究原因外，其余 7 个均获得油气，而座落在脊外的 5 个圈闭均无发现。圈闭是否含油，原因是由多方面的因素决定的，但其中是否座落在构造脊上是重要的因素。当然，从构造脊方面考虑，必要的条件是要求组成构造脊的珠海组储运层必须与生油凹陷连接，然后要求座落在构造脊上的圈闭，在生油岩排油高峰期就具有明显的闭合幅度和面积以及严实的盖层。钻探座落在脊线上的构造成功概率高，这是珠江口盆地勘探实践证实了的一般规律，但对某一个具体构造尚需研究它的演变发展过程。

一般而言，排油高峰期同期就已经形成大面积、大幅度的圈闭，经发育演变在现今期仍保持大面积、大幅度的稳定型的圈闭，其含油情况要比早期面积大、幅度大，而现今期面积小、幅度小的衰亡型的圈闭好；也比早期面积小、幅度小，而现今期面积大、幅度大的增大型的圈闭的含油情况好。因此，在区域盖层分布区内，长期座落在延伸至生油凹陷内的构造脊上、并且具有好的发育演变类型的圈闭，又不受断层或水动力破坏，含油的可能性大，钻探这些构造一般均能获得油气。构造脊是油气运移主通道，它汇集的地区就是油气富集区。

五、以披覆背斜和生物礁为主要含油圈闭类型

珠江口盆地的圈闭大体可划分为挤压背斜、断背斜、滚动背斜、披覆背斜、翘倾半背斜、断鼻和生物礁等 7 类，其中数量多和圈闭面积最大的是披覆背斜、生物礁和逆牵引背斜三种，它们成为珠江口盆地最为特征的圈闭类型。在 19 个油田和含油构造中，9 个属披覆背斜、6 个属生物礁滩圈闭，2 个是逆牵引背斜，1 个是断块，1 个是翘倾半背斜。

六、以继承性构造脊和断裂构造带为主的油气聚集带

如前所述，隆起区的油气聚集带主要受构造脊控制。凹陷内的有利油气聚集带则是一系列相互平行的近东西向的大型断裂构造带。这些断裂构造带因处于生油凹陷内，油源自然不成问题，含油与否取决于盖层、圈闭的完好情况及圈闭类型发育时间等有利因素的组合。

第三章 地层及沉积相[1]

第一节 前第三系概述

一、盆地周边地区前第三系

珠江口盆地第三系之下目前尚未证实有前第三系的沉积。但在盆地周围地区广东大陆和海南岛发育了自震旦系至第四系一整套地层。震旦系和寒武系为浅海类复理石碎屑岩，底部具区域变质及混合岩化作用。雷琼地区的寒武系则为含笔石的碳酸盐岩夹碎屑岩。奥陶、志留系以笔石页岩为主，其中广东郁南连滩一带的下、中志留统是典型的海湾相笔石页岩建造。上古生界泥盆系中下部为浅海—滨海碎屑岩，泥盆系上部至石炭–二叠系以浅海碳酸盐岩为主，夹海陆交互含煤碎屑岩系。中生代早期继承了以前的海侵，至中侏罗世因受燕山运动的影响，广东大陆及海南岛相继结束海侵，上升为陆地，并伴有强烈的岩浆侵入和火山活动，后者尤以晚侏罗世为甚。其后，在白垩纪发育了一套厚度巨大的内陆湖泊及山间盆地碎屑岩夹火山岩建造，并有大规模的岩浆侵入。新生代早期，常在中生代坳陷内继承性地沉积了古新–始新世地层，主要分布在茂名、三水、南雄等地。盆地周边地区前新生界见表2–3–1。

二、盆地内前第三系

本区钻遇前第三系的探井共有47口。珠一坳陷第三系之下主要为一套酸性及中酸性侵入岩(主要为花岗岩、次为闪长岩、二长岩等)及片麻岩，其同位素年龄为70.5～130.0±5.0百万年，属于燕山晚期岩浆活动或变质作用产物。其中也有少数井属变质岩和火山岩，如番禺14–5–1井为变质石英岩，流花4–1–1井为斜长安山岩，流花11–1–2井为钠质粗面岩。珠三坳陷前第三系主要为变质岩（石英岩）间有侵入和喷出的火成岩体（黑云母闪长岩和流纹岩）。虽然各坳陷岩性有所不同，但测井曲线都有两高一低的特点（高自然伽马、高电阻及低声波时差）。

第二节 第 三 系

1977年，地质部南海地质调查指挥部在珠1井的施工中，揭开了珠江口盆地第三系研究的序幕，首次对第三系进行了命名和划分。1977年在完钻5口井的基础上，正式进行了组的命名。

为了适应对外招标合作勘探开发南海北部大陆架油气资源的新形势，1980年在大沥召开了“南海北部大陆架第三系古生物地层会议”，确定了珠江口盆地第三系的层序（珠海组及其以上地层）。

在对外合作以后，随着钻井数量增加，各项资料积累逐渐增多，层位揭露更全。在综合国内各单位及外国石油公司古生物和地层资料的基础上，进一步修订和完善了地层层序的划

[1] 参加该章编写的有梁安耀、曾麟、罗晓芳。

表 2-3-1 珠江口盆地周边地区前第三系简表

地层系统				地层名称及厚度（m）		沉积类型
界	系	统	阶	广东大陆	雷、琼地区	
中生界	白垩系	上统		南雄群 100～>4024	报万群 2589	内陆湖泊碎屑岩夹火山岩(南)，内陆山间盆地碎屑岩(报)
		下统		罗定群 725～2916	鹿母湾群1920～2500	内陆湖泊碎屑岩(罗)，内陆山间盆地碎屑岩(鹿)
	侏罗系	上统		高基坪群 132～>5385	上侏罗统>800	内陆中酸性火山岩及火山碎屑岩(高)
		中统		百足山群 170～1450		内陆山间盆地碎屑岩夹火山岩
		下统		金鸡组 196～5153		浅海沙泥质含煤碎屑岩
	三叠系	上统		小坪组 149～2907	上三叠统350～586	浅海—沼泽含煤碎屑岩
		中统		黄彸群 >438		浅海—滨海碎屑岩
		下统		大冶群 50～800		浅海碳酸盐岩及碎屑岩
上古生界	二叠系	上统		大隆组 12～136		浅海硅质碎屑岩
				龙潭组 108～1096	龙潭组400～420	海陆交互含煤碎屑岩
		下统		孤峰组 10～170 / 茅口组 40～195	鹅顶组 560～600	浅海碳酸盐岩为主（孤、茅、栖） 浅海碳酸质碎屑岩（鹅、峨）
				栖霞组 40～270	峨查组>185	
	石炭系	上统		壶天群 220～905；船山 10～325	光片山组 180	浅海碳酸盐岩（壶、船、黄） 浅海碳酸盐岩—碎屑岩(光、乐、石)
					乐东河组>370	
		中统		黄龙组 25～520	石岭群 500	
		下统	大塘阶	梓门桥段 10～70	青天峡组450～580	浅海碳酸盐岩夹含煤碎屑岩(石、测、梓) 浅海碎屑岩(青)
				测水段 25～590		
				石磴子段 20～800		
			岩关阶	孟公坳陷 123～690	岩关阶厚度不详	浅海碳酸盐岩

续表

界	系	统	阶	地层名称及厚度（m）广东大陆	雷、琼地区	沉积类型
上古生界	泥盆系	上统		帽子峰组 200 ~ 400	山坡群 > 745	浅海碳酸盐岩—细碎屑岩(帽、天)
				天子岭组 > 380		滨海—浅海碎屑岩(山)
		中统		老虎坳组 70 ~ 850		浅海砂泥质碎屑岩
				桂头组 200 ~ 1620		河流、滨海或浅海碎屑岩
		下统		下泥盆统 225 ~ 588		浅海—滨海碎屑岩间夹碳酸盐岩
下古生界	志留系	上－中统		岭下群 > 31		壳相页岩
		中统		文头山群 20 ~ 2440		笔石页岩
		下统		连滩群 410 ~ 1860		
	奥陶系	上统		龙头寨群 1000	山野群 > 190	笔石页岩夹砂岩、粉砂岩及火山岩（广东大陆） 含笔石碳酸盐岩、上部夹碎屑岩（雷、琼区）
		中统		长坑水组 20 ~ 90	沙塘组 > 280	
		下统		下黄坑组 45 ~ 130	牙花组 > 400	
				新厂组 55 ~ 185		
	寒武系	上统		八村群 1634 ~ > 3277	c 组 282	浅海类复理石碎屑岩(八) 浅海碎屑岩—含铁碳酸盐岩(a ~ c 组)
		中统			b 组 360	
		下统			a 组 676	
上元古界	震旦系			d 组 5 ~ 55	d 组 92 ~ 220	浅海硅质岩
				c 组 1450 ~ 5200	c 组 500 ~ 740	浅海类复理石碎屑岩
				b 组 1300 ~ 7000	b 组 > 2600	浅海泻湖碎屑岩过渡为类复理石碎屑岩夹碳酸盐岩
				a 组 1836 ~ 2500（未见底）	?	浅海类复理石碎屑岩具区域变质及混合岩化作用

分，详见表 2−3−2。

一、地层分布及岩性特征

珠江口盆地第三系共分为八个组，从老到新依次为下第三系古新统(?) 神狐组、始新统文昌组，始新−渐新统恩平组，渐新统珠海组、中新统珠江组、韩江组和粤海组，以及上新统万山组（图 2−3−1 和图 2−3−2）。

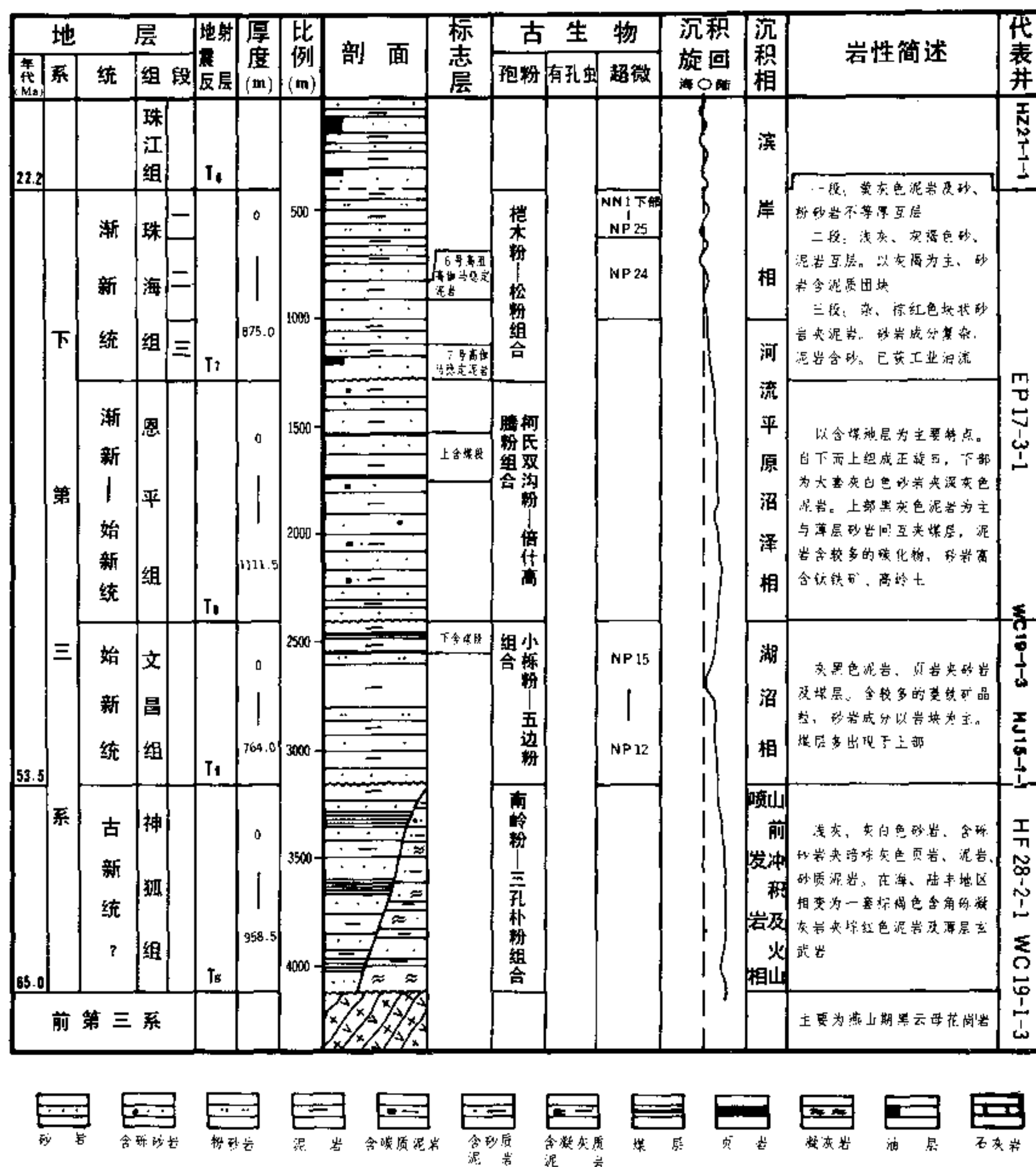


图 2−3−1 珠江口盆地下第三系综合柱状图

1.神狐组、文昌组及恩平组

神狐组、文昌组及恩平组为一套以陆相为主的碎屑岩建造。

神狐组分布在文昌凹陷、惠州凹陷、陆丰、韩江凹陷、惠陆低凸起中部和东沙隆起斜坡带，其岩性主要为棕红—灰白色块状砂岩及火山碎屑岩和熔岩，厚 0～958.5 米。

表 2-3-2 珠东口盆地第三系划分沿革

地震反射层 / 层段	南海地质调查指挥部 1977	南海地质调查指挥部 1979.10	南海北部大陆架第三系编委会 1980.6	南海东部石油公司 1984.12	南海西部石油公司（珠三坳陷）1985.3	南海东部石油公司 1985.8	南海东西部石油公司及海洋研究中心 1985.12	南海西部石油公司（珠三坳陷）1987.8	南海东部石油公司 1988.12
	N_2 第一组	N_2 珠一组	N_2 万山组	N_2 万山组	N_2 万山组	N_2 万山组	N_2 万山组	N_2 万山组	N_2 万山组
反射层			T_1	T_1	T_1	T_1	T_1	T_1	T_1
	N_1^3 第一组	N_1^3 珠二组	N_1^3 粤海组	N_1^3 粤海组	N_1^3 粤海组	N_1^3 粤海组	N_1^3 粤海组	N_1^3 粤海组	N_1^3 粤海组
反射层			T_2	T_2	T_2	T_2	T_2	T_2	T_2
	N_1^2 第二组	N_1^2 珠三组	N_1^2 韩江组	N_1^2 韩江组	N_1^2 韩江组	N_1^2 韩江组	N_1^2 韩江组	N_1^2 韩江组	N_1^2 韩江组
反射层			T_4	T_4	T_4	T_4	T_4	T_4	T_4
	N_1^1 第三组	N_1^1 珠四组	N_1^1 珠江组	N_1^1 珠江组	N_1^1 珠江组	N_1^1 珠江组	N_1^1 珠江组	N_1^1 珠江组 一段	N_1^1 珠江组 一段、二段、三段
反射层			T_5	T_5	T_5	T_5	T_5	T_5	T_5
	N_1^1 第三组	N_1^1 珠四组	N_1^1 珠江组	E_3 珠海组 上	N_1^1 珠江组	E_3 珠海上	N_1^1 珠江组	N_1^1 珠江组 二段	N_1^1 珠江组 四段
反射层			T_6	T_6	T_6	T_6	T_6	T_6、T_6'	T_6'
		E_3 珠五组	E_3 珠海组	E_3 珠海组 下	E_3^3 珠海组	E_3 珠海下	E_3 珠海组	珠海组 一段、二段	E_3 珠海组 一段、二段、三段
反射层				T_7	T_7	T_7	T_7	T_7	T_7
				E_2—E_1 未命名 细段、粗段	E_3^2 阳江组	E_3—E_2 恩平组	E_3—E_2 恩平组	E_3 恩平组 一段、二段、三段	E_3—E_2 恩平组
反射层				T_g	T_8	T_8	T_8	T_8、T_8'	T_8
					E_3^1—E_2^3 文昌组	E_2 番禺组	E_2 文昌组	E_2 文昌组 一段、二段、三段	E_2 文昌组
反射层					T_9(?)	T_9(?)	T_9(?)	T_9	T_9
					E_2^2—E_1 长流组（未钻穿）	未定 陆丰组	E_1(?) 神狐组	E_1(?) 神狐组	E_1(?) 神狐组
反射层						T_g	T_g	T_g	T_g
						前第三系	前第三系	前第三系	前第三系

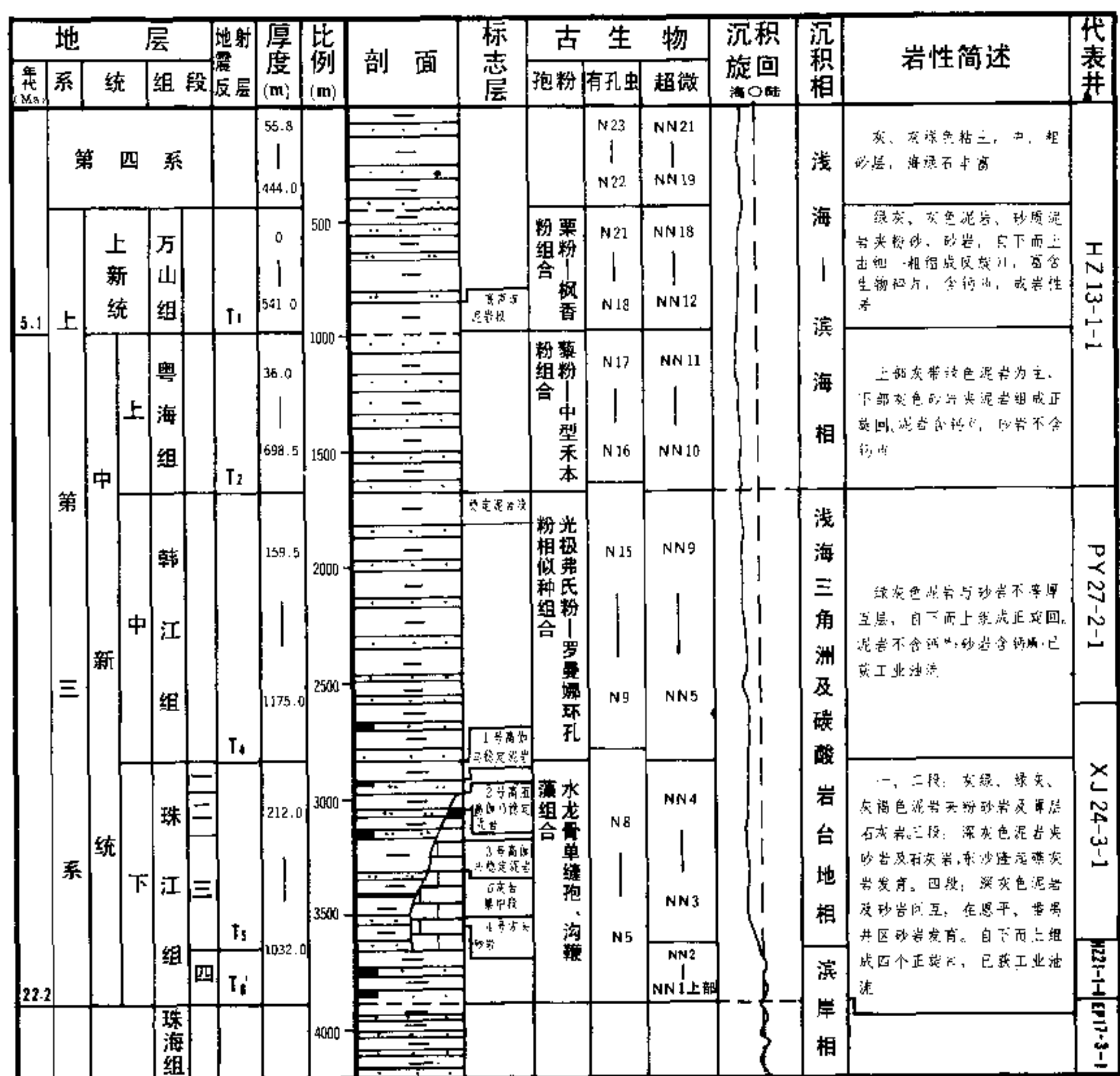


图 2-3-2　珠江口盆地上第三系综合柱状图

图例同图 2-3-1

文昌组以灰黑色泥（页）岩为主，代表湖相沉积，分布于分割的断陷盆地中。如在珠三坳陷中仅在文昌凹陷出现；在珠一坳陷的恩平、西江、惠州、陆丰、韩江等凹陷及番禺27−2 洼陷均有分布；珠二坳陷的白云—开平凹陷据地震解释也有分布，而且面积最大。现已揭露的厚度为 0～764 米。

恩平组的分布比文昌组广泛，但厚度在各凹陷变化较大。以文昌、白云和恩平凹陷的厚度最大，可达 1115.0 米。岩性为一套灰黑色泥岩及砂岩互层间夹煤层，是一套河湖沼泽相沉积。文昌组及恩平组是本盆地的主要生油岩系。

2.珠海组

该组是由陆到海的过渡沉积。

岩性为以灰—灰白色砂岩间夹杂色（棕红、灰绿、灰褐、灰黄等色）泥岩，是一套三角

洲及滨岸沉积。该组地层发育广泛，除珠三坳陷的文昌 19-1-3、阳江 21-1-1、阳江 23-1-1、阳江 26-1-1、开平 1-1-1 井和珠一坳陷北部的珠 1 井、西江 17-3-1、韩江 15-1-1 井中该地层缺失以外，其余地区均有分布，但厚度变化大，为 34.0～875.0 米，以恩平凹陷厚度最大。

3.珠江组、韩江组、粤海组和万山组

这四个组均为海相地层。

珠江组继承了珠海组沉积晚期海相三角洲体系的发育特点。岩性主要为深灰色泥岩类夹细、粉砂岩。惠州凹陷和东沙隆起该组中、下部生物礁滩灰岩发育。韩江组至万山组分别为绿灰、灰和灰绿色泥岩夹砂岩。这四组地层除了万山组在东沙隆起中部流花 11-1 构造一带缺失外，其余三个组遍布全盆地。厚度分别为 212.0～1032.0 米、159.0～1175.0 米、36.0～698.5 米、0～541.0 米。

目前珠江口盆地已发现的油田中，其油层主要分布于珠江组和珠海组，这两个组是本区的主要勘探目的层。

二、地层划分与对比

根据岩性组合标志层特征、岩矿特征、电性特征、古生物群落、沉积旋回并结合地震解释资料，对珠江口盆地第三系进行了划分，并与邻区进行了对比。

1.标志层特征

(1) 下含煤段　见于文昌组上部，分布局限，煤层单层厚为 0.5～3 米。自然伽马、感应曲线呈高值尖峰状。可作为进入文昌组的分界标志。

(2) 上含煤段　岩性主要为泥岩夹煤层或炭质泥岩。一般见于恩平组上部，煤层单层厚 0.5～2 米；横向分布较稳定。自然伽马、感应曲线呈高值尖峰状，明显不同于上覆层，可作为进入恩平组的对比标志。

(3) 7 号高伽马值稳定泥岩　泥岩为浅灰色或杂色，含砂多，见较多白云母碎片，不含钙，松软。自然伽马、感应、声波曲线显高值。见于番禺、恩平、阳江、西江井区珠海组下部杂色块状砂岩之中，厚度为 5.5～12 米。可作为局部地区控制珠海组三段的对比标志。

(4) 6 号高伽马值稳定泥岩　泥岩为灰褐色，含砂多，较松软，不含或微含钙。自然伽马及感应值较高，分别为 95～130API 和 5～11.5 欧姆米。分布于番禺、恩平、惠州、西江井区珠海组中、下部大套砂岩中间。厚度 7～12 米，有从东往西变薄的趋势。局部地区含钙质超微化石 NP24 带。该泥岩可作为控制珠海组二段的对比标志。

(5) 石灰岩集中段　石灰岩为灰-灰白色，出现于珠江组中、下部，单层厚 2～4 米，在盆地北缘可相变为白云质砂岩或钙质砂岩，向东至惠州凹陷南缘、惠陆低凸起较发育，单层厚可达 10～20 米。声波曲线显小高尖状或块状，自然伽马曲线呈槽沟状、块状低值。在东沙隆起北缘及流花井区发育一套生物礁、滩灰岩，厚度 76～310 米。本段可作为珠江组三段及四段的划分对比标志。

(6) 4 号方头状砂岩　浅灰带褐色厚层状细砂岩，成分以石英及长石为主，分选较好，含海绿石、绿帘石较多，泥质或钙质胶结。低伽马和感应值，中高值声波，与上下层呈明显的台阶状。该砂岩发育于超微 NN3 带中部及有孔虫 N6 带中部。厚 10～20 米。有从东往西增厚变细的趋势。在番禺、恩平、西江井区较发育，可作为控制珠江组二段的对比标志。

(7) 3 号高伽马、高电阻稳定泥岩　泥岩呈深灰色，厚层状，其中夹薄层粉砂岩。泥岩质纯，致密，见有微细波状层理，含较多黄铁矿晶粒。自然伽马值 60～105API，感应值为

10～12 欧姆米，较上覆及下伏层均高。厚 60～80 米。从北往南，由西向东变细，增厚。相当超微 NN3 带顶或靠近上部，在番禺、恩平、陆丰井区大致相当于有孔虫 N6 带上部。在前两地区及西江凹陷较为发育，往流花地区相变为白云质、泥质灰岩。可作局部地区珠江组三段与二段的划分对比标志。

(8) 2 号高电阻、高伽马值稳定泥岩　泥岩为灰—褐灰色，呈块状，于惠陆低凸起为砂泥岩互层，微含钙，含砂多，部分见碳屑。自然伽马值 110～128API，感应值为 13～19.5 欧姆米，比上覆及下伏层略高。大致发育于超微 NN4 带中部及有孔虫 N7 带顶部或靠近上部。厚 50～100 米，由西向东变细减薄，分布局限，可作为恩平、惠州、陆丰、流花地区珠江组一段与二段的划分对比标志。

(9) 1 号高伽马稳定泥岩（或称珠江组顶部稳定泥岩段）　泥岩为绿灰色，分布广泛、稳定，成岩性好，普遍含钙。自然伽马值较高，一般比上覆层高 1.5～2 倍，电阻基值也区别于上覆韩江组泥岩。本段发育于超微 NN4 带顶或上部，有孔虫 N8 带上部，含孢粉半瓣弗氏粉较多。厚 30～70 米，由西向东减薄。可作为全区韩江组与珠江组划分的标志。

(10) 韩江组顶部稳定泥岩段　泥岩为灰带绿色、偶夹薄层砂岩，不含或微含钙，成岩性较差。自然伽马曲线显高值，较上覆层粤海组高出两倍，并形成台阶。但本段分布局限，目前只见于番禺低隆起、惠陆低凸起及珠 7、陆丰 1-1-1、西江 24-3-1、西江 24-1-1、惠州 21-1-1、阳江 35-1-1、阳江 36-1-1 和文昌 19-1-2 等井区。本段泥岩发育于超微 NN9 带顶部及有孔虫 N14 和 N15 带，孢粉光极弗氏粉在本段集中发育。厚 51～77 米，有由北向南，从东往西加厚的趋势。可作为局部地区粤海与韩江组划分的标志。

(11) 万山组声波高值（低速）泥岩段　岩性为灰绿色，成岩性差，富含钙质、生物碎屑，以双壳纲残壳为主，含量通常达 20～30%，有时局部堆积成层。声波值较下伏层略高，形成明显的"高台阶"。珠三坳陷分布较稳定，珠一、珠二坳陷分布较局限。发育于万山组下部，相当于有孔虫 N19 带，超微 NN16 和 NN15 带。厚 40～125 米。可作为局部地区划分万山组与粤海组的标志。

2.组段划分及地质时代分布

(1) 神狐组（E_1s）　厚度 0～958.5 米。

在文昌凹陷该组上、下部为砂岩、含砾砂岩夹泥岩；中部则为泥岩夹砂岩，自下而上略显粗-细-粗旋回。泥岩为暗棕、灰、杂色，砂岩灰—灰白色。而在海丰、陆丰井区的神狐组为一套以含有火山岩（包括熔岩、紫红色凝灰岩及火山碎屑岩）为特征，有时含较多的砂岩和泥岩的地层。另一类型为棕、灰色砂岩夹棕褐色泥岩，顶部有厚层火山喷发岩。此外在陆丰、惠州、白云等凹陷一些钻井底部的火山岩也暂划归该组，这是断陷早期火山活动较强烈的产物，旋回性不明显。在地震剖面上，反射连续性低，局部呈杂乱状。

根据电测曲线分析，大致可划分为两种剖面类型：

①自然伽马两低一高类型：上、下部自然伽马低值为主，中部则为高值间夹低值（文昌凹陷）。

②块状高自然伽马、高电阻、低声波时差类型：曲线略具锯齿状，声波曲线与上覆层分界明显（陆丰、惠州、白云凹陷等）。

通过文昌 19-1-3 井取样分析表明，本段化石较少，孢粉中的被子植物以三沟、三孔沟粉类占优势，与榆科有关的小榆粉、克氏脊榆粉、亚三孔粉、粒纹褶皱粉等较为发育。同时，还见到较老的五边五边粉、江西五边粉及少量南岭粉、三孔朴粉、异极粉、无突肋纹

孢、凤尾蕨孢等也零星出现。

由此，孢粉工作者认为其地质时代为古新—始新世。但考虑到神狐组末期有一次构造变动，在相应的地震反射剖面上普遍见有不整合现象。孢粉中的南岭粉、三孔朴粉、五边五边粉、江西五边粉和异极粉等较老分子也已较多出现，所以，其地质时代暂定为古新世(?)。

本组与前第三系基底呈不整合接触。

(2) 文昌组（E_2w）　厚度0～764米。

以大套灰黑色泥岩为主夹少量灰色砂岩，部分地区上部夹煤层。在珠一、二坳陷仅组成一个正旋回，而在珠三坳陷则为两个正旋回。泥岩质纯，不含钙，含较多的菱铁矿晶粒及少量炭化植物碎屑。砂岩疏松，中—细粒，含钙。

电测曲线以块状高自然伽马值、高声波时差，高电阻基值为特征，在上部显密集尖峰形态，易于识别。

重矿物中电气石、锆石、绿帘石、榍石含量较高。

砂岩为长石岩屑砂岩，成分以岩屑为主，分选及磨圆度均差，长石大多风化为高岭土，表明是在潮湿气候条件下碱性介质中由硅酸盐矿物分解而成。

本组除孢粉以外，其他化石极其稀少，仅在韩江15-1-1井的一块井壁芯样品中见到少量钙质超微化石：*Discoaster barbadiens is*　巴尔巴第盘星石藻、*D. Kuepperi*、*Coccolithus pelagicus*　远洋颗石藻，*Reticulofenestra umbilica*　脐网窗石、*Towcis* sp.、*Tribrachiatus orthostylus* 等❶。

本组的孢粉有两种组合面貌特征：

①文昌19-1-3井2044～2999米井段和韩江15-1-1井1475～1548米井段为小栎粉—五边粉组合。其特征是：

A.被子植物花粉占优势（40～70%），裸子植物与蕨类植物花粉和孢子含量略相等（各占15～30%），淡水藻类如盘星藻，在个别层段中较为富集。

B.被子植物花粉以三沟、三孔沟粉占优势（30～50%），其中以 *Quercoidites*　栎粉为主，常见有 *Rhoipites* sp.　漆树粉、*Meliaceoidites* sp.　楝粉、*Myrtaceidites* sp.　桃金娘粉、*Sapindaceidites* sp.　无患子粉、*Rutaceoipollis* sp.　芸香粉等。小型具孔粉类次之，含量占10～20%，常见有 *Ulmipollenites minor*　小榆粉、*Ulmoideipites tricostatus*　三孔脊榆粉、*U.Krempii*　克氏脊榆粉、*Plicapollis* sp.　褶皱粉、*Subtriporapollenites* sp.　亚三孔粉及 *Celtispollenites* sp.　朴粉等。

古老类型被子植物有 *Pentapollenites* sp.　五边粉分布普遍，但含量不多，一般为3～11%，*Boehlensipollis* sp.　异极粉，*Callistopollenites* sp.　华丽粉等零星或少量见到。

C.裸子植物花粉以无囊松柏类的 *Taxodiaceae-pollenites hiatus*　破隙杉粉及 *Inaperturopollenites* sp.　无口器粉为主，含量为9～14%，具双囊松柏类含量仅占5%以下，常见 *Podocarpidites* sp.　罗汉松粉，*Cedripites* sp.　雪松粉等。偶见 *Parcisporites* sp.　雏囊粉，*Ephedripites* sp.　麻黄粉普遍分布，含量占3～5%。

D.蕨类植物孢子有 *Pterisisporites* sp.凤尾蕨孢，*Polypodiaceoisporites* sp.　具环水龙骨孢，*Cyathidites* sp.桫椤孢，*Cicatricosisporites* sp.　无突肋纹孢，*Lygodiumsporites*　海金砂孢等，偶见 *Schizaeoisporites* sp.　希指蕨孢等。

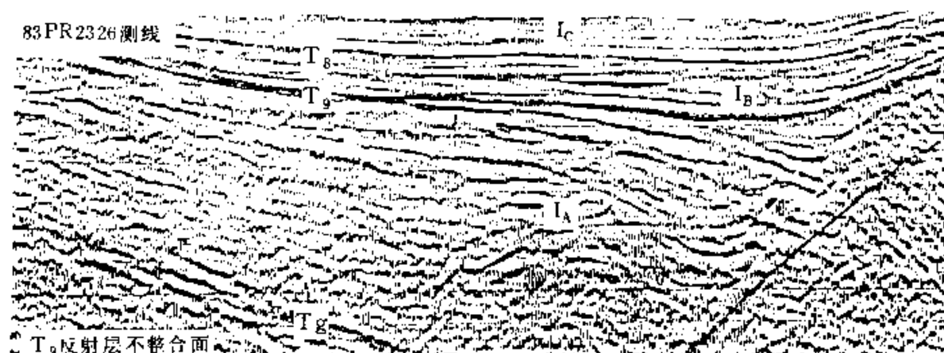
---

❶段威武，"韩江15-1-1井超微化石分析鉴定报告"，1988年。

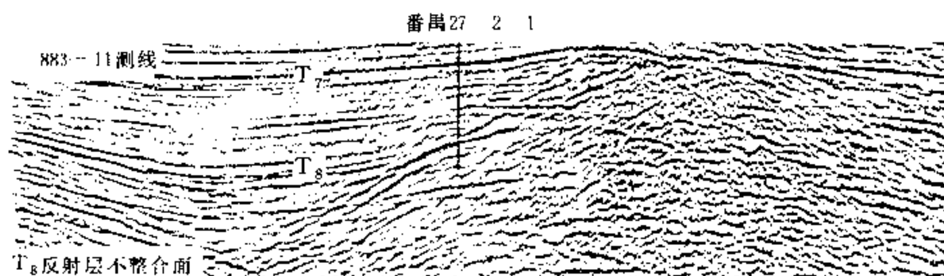
由于本组孢粉中的二孔沟、三沟粉占优势，具孔粉含量较高，五边粉、希指蕨孢等古老分子占一定比例，裸子类具气囊松柏类花粉极少，其时代为始新世。

②珠江口盆地绝大部分井中的文昌组地层，其孢粉组合与上覆恩平组相同，为 *Dicolpopollis kockelii* 柯克双沟粉—*Gothanipollis bassensis* 倍什高腾粉组合。其组合特征和时代意见放在恩平组中论述。

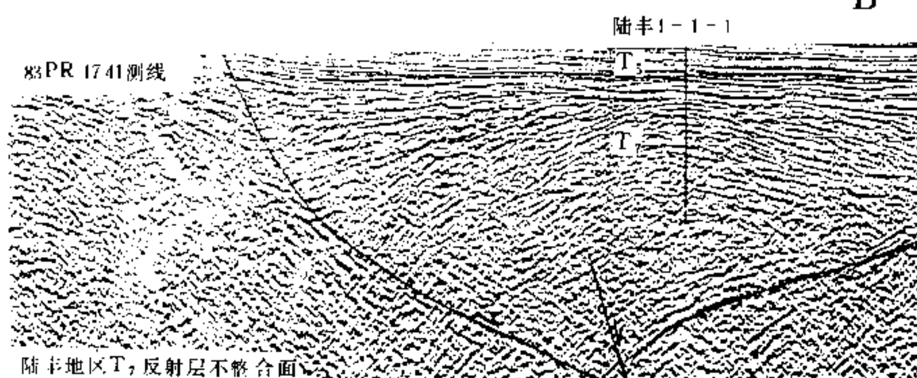
本组地层的底界大致相当于地震反射层 T_g，与下伏为不整合接触（图 2-3-3A）



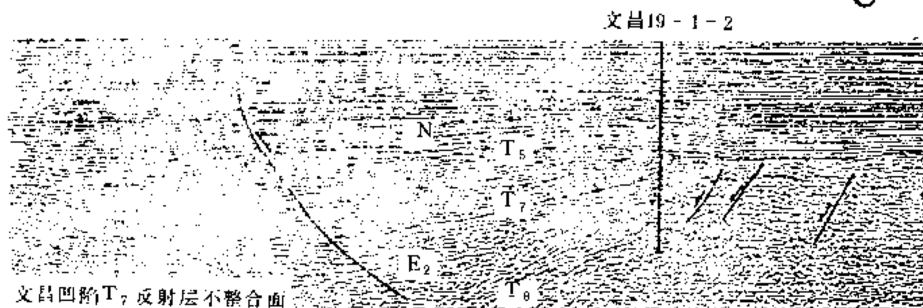
A



B



C



D

图 2-3-3 地震 T_7～T_g 反射层所反映的不整合面图

在韩江、陆丰、惠州、恩平、文昌凹陷表现为强振幅、低频率的反射特点，白云凹陷的反射波不明显，连续性差，见剥蚀现象。部分井该组超覆不整合于前第三系基底之上（西江24-3-1、惠州21-1-1、番禺27-1-1井）。

该组底界位于地震反射层 T_9 附近大套砂岩底，其下出现暗棕色泥岩（文昌凹陷）或出现大套凝灰质砂岩、火山碎屑岩（珠一、二坳陷）。自然伽马、声波时差曲线变化见有明显台阶。

(3) 恩平组（$E_{2-3}e$） 厚度0～1115米。

为一套含煤系地层，自下而上组成三个正旋回。旋回下部为大套砂岩、含砾砂岩夹泥岩。旋回上部有两种情况：一为砂、泥岩互层；另一种局部夹煤层。砂岩灰白色，富含钛铁矿、高岭土，分选及磨圆度均差。泥岩为黑灰、深灰色，不含钙，含较多炭化植物碎屑。

自然伽马、电阻、声波时差基值比上覆层升高。自然伽马曲线在上部为高、低值间互，呈梳状；下部为块状低值夹高值，略显指状。

砂岩中岩屑含量较高，粒度较粗，以长石岩屑砂岩、岩屑砂岩为主。压实作用强烈，矿物颗粒之间接触紧密，很少有胶结物充填，下部呈镶嵌结构，黑云母呈束状或飘带状出现（图2-3-4A），并向绿泥石和绢云母转化。重矿物中的锆石、绿泥石、金红石、锐钛矿含量较多。

该组超微化石极度贫乏，绝大部分样品中未见化石，但在恩平17-3-1井的一块井壁芯（3430.4米）中见 *Micula decussata* 交叉屑状石藻❶。

孢粉为 *Dicolpopollis kockelii* 柯氏双沟粉—*Gothanipollis bassensis* 倍什高腾粉组合。其主要特征为：

①被子植物花粉含量为50～60%；裸子植物花粉为20～30%；蕨类植物孢子含量在15%以下。部分层段含少量 *Dinocysts* 沟鞭藻及 *Botryococcus* sp. 葡萄藻等。

②被子植物花粉中以 *Quercoidites minutus* 小栎粉，*Cupuliferoipollenites pusillus* 小栗粉为主，含量约40～50%；其次为 *Liquidam barpollenites* sp. 枫香粉，*Dicolpopollis kockelii* 柯克双沟粉，*Alnipollenites verus* 真桤木粉，*A.metaplasmus* 变形桤木粉等，还见少量的 *Ilexpollenites* sp. 冬青粉，*Trilobaspollis* sp.三瓣粉，*Momipites Coryloides* 拟榛粉，*Palmaepollenites* sp. 棕榈粉，*Ulmipollenites undulosus* 波形榆粉，*Casuarinidites* sp. 木麻黄粉，*Ericipites* sp. 杜鹃粉及 *Myricipites* sp. 杨梅粉等。小型具孔粉如 *Ulmipollenites* minor 小榆粉，*Ulmoideipites krempii* 克氏脊榆粉较为常见，含量约为0～5%。少见五边粉，偶见褶皱粉。

③*Gothanipollis bassensis* 倍什高腾粉较连续、普遍分布，含量约占0～5%，个别多达8%。

④裸子植物以双囊粉居多，含量10～20%，个别达30%，*Taxodiaceaepollenites* sp. 杉粉含量占6～9%。

⑤蕨类植物孢子以单缝、豆型、光面、瘤面水龙骨孢为主，尤以 *Polypodiisporites usmensis* 乌斯曼瘤纹水龙骨单缝孢发育，常见 *Polypodiaceaesporites* sp. 水龙骨单缝孢，还见 *Osmundacidites* sp. 紫萁孢及 *Polypodiaceoisporites* sp. 具环水龙骨孢等。

---

❶段威武．"恩平17-3-1井超微化石分析鉴定报告"，1987年。

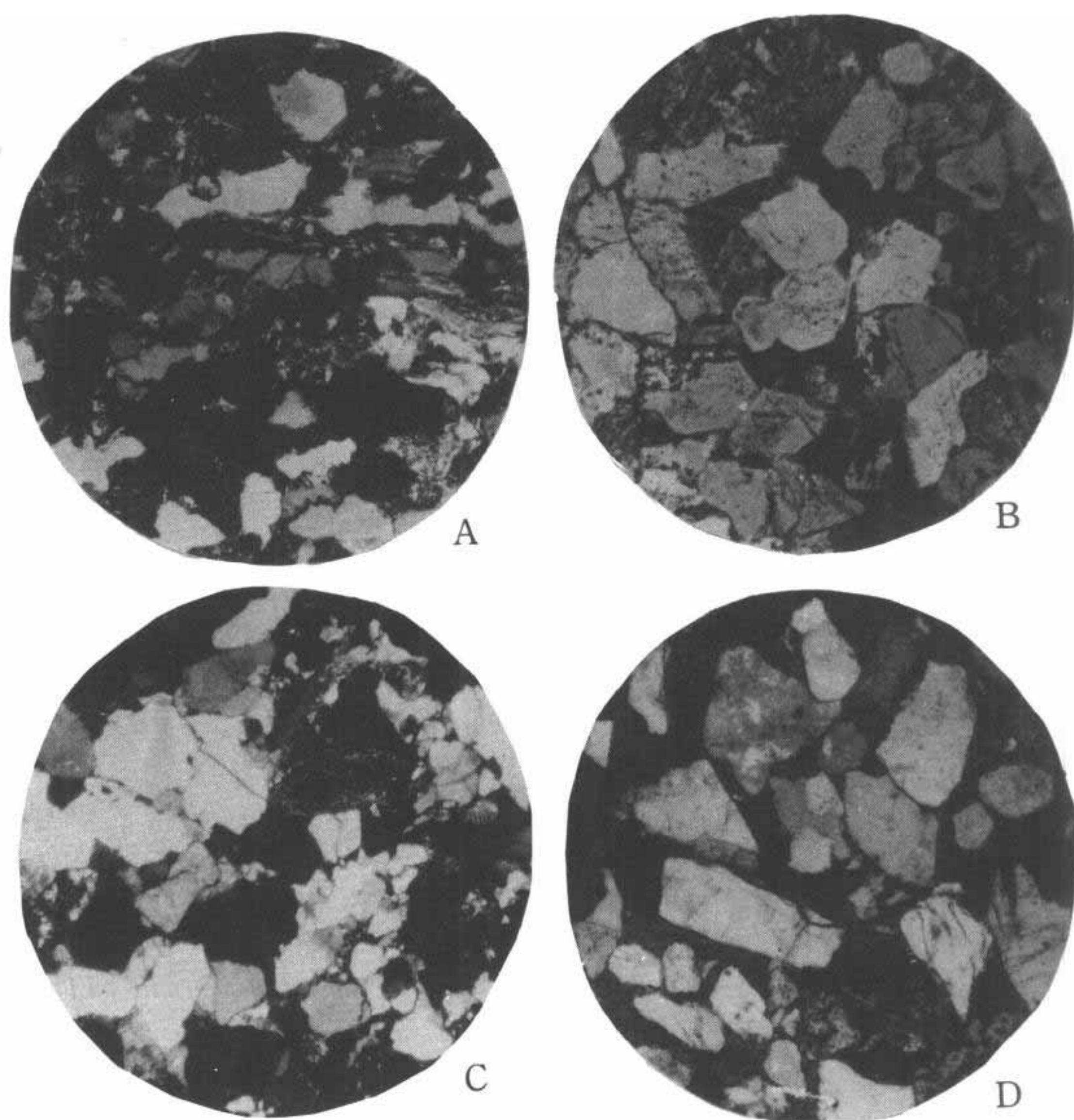


图 2-3-4　珠江口盆地第三系岩石结构图

A—恩平 17-3-1 井恩平组、3578.40 米、颗粒镶嵌接触、黑云母飘带状；

B—番禺 27-1-1 井珠海组、2883.40 米、颗粒 3.5 一堆紧密接触、堆间保留空隙；

C—恩平 17-3-1 井珠海组、3329.72 米、颗粒呈直接贴面接触；

D—西江 24-3-1 井珠江组、2718.73 米、颗粒支撑点接触

⑥ 草本植物花粉含量占 0～3%，个别可达 5%，常见有 *Graminidites* sp.禾本粉及 *Chenopodipollis* 藜粉等。

本组孢粉化石以三沟、三孔沟类为主，不但含有较古老的被子植物花粉，而且还见丰富的小栎粉、柯克双沟粉等，倍什高腾粉集中连续出现。由于对孢粉组合时代的认识还有不同意见，其地质时代暂置于始新—渐新世。

该组的底界大致相当地震反射层 T_8，在典型地震记录中表现为两个强相位，内部反射

界面连续性较差，低频为主，频率一般为20赫兹，最低为12～13赫兹。具顶削现象，与下伏层呈不整合接触（参见图2-3-3B）。其底界置于T_8反射层附近恩平组下部大套砂岩之底，下伏层以出现灰黑色厚层泥岩或煤层为特征。

(4) 珠海组（E_3zh） 厚度0～875米。

自下而上可分三个岩性段（以西江36-3-1、惠州21-1-1、番禺27-1-1、恩平18-3-1、文昌19-1-2井为代表）三段及二段以厚层浅灰色砂岩为主，前者夹棕红、褐、灰绿、灰色泥岩，后者泥岩呈灰褐色，一段则为黄灰色砂、泥岩互层为主。

砂岩成分以石英为主，分选及磨圆度差—中等。含绿泥石，见少量海绿石及黄铁矿，泥岩不含或微含钙，含砂重。该组为本盆地主要含油层系之一。

本组下、中部自然伽马以低值为主，上部则为高、低值间互出现。一般为6～16.5API。

通过薄片镜下观察表明，大多数砂岩的骨架颗粒三、五个一堆紧密接触（参见图2-3-4B），部分颗粒呈明显贴面接触（图2-3-4C），石英次生加大明显，孔隙具不规则形态。海绿石和生物碎片均较少，尤其在珠一坳陷基本消失，推测是东沙隆起阻隔，受海侵影响较弱的缘故。泥质和钙质胶结物多，常见薄膜胶结类型。

重矿物以锆石、电气石、石榴石为主，黄铁矿含量较低，赤褐铁矿含量较高。

该组除见有较丰富的孢粉化石外，还在白云、番禺、西江等井区的一、二段地层中见到钙质超微化石。所含的钙质超微化石为NN1带下部及NP25、NP24带。通过十余口井的资料分析，其主要属种有：*Zygrhablithus bijugatus* 双连对棒石藻，*Dictyococcites bisectus* 二裂网颗石藻，*Sphenolithus ciperoensis* 西波罗楔石藻，*S.distentus* 伸展楔石藻及 *Catinasten? umbrellus* ?伞形碗星石藻等。

孢粉为 *Alnipollenites* 桤木粉—*Pinuspollenites* 松粉组合,其主要特征为:

①被子植物与裸子植物花粉含量近于相等，各占30～45%；蕨类孢子为10～20%。中、上部有较多沟鞭藻化石出现。

②裸子植物花粉以 *Bisaccate pollen* 双囊粉占优势,其中 *Pinuspollenites* sp. 松粉占主导地位，*Cedripites* 雪松粉、*Dacrydiumites florinii* 佛罗尼泪杉粉次之,还见少量 *Taxodiaceaepollenites* sp. 杉粉及 *Tsugaepollenites* sp. 铁杉粉等。

③被子植物花粉以 *Quercoidites minutus* 小栎粉、*Cupuliferoipollenites* sp. 栗粉占优势，其次为 *Alnipollenites verus* 真桤木粉，*A. metaplasmus* 变形桤木粉及 *Momipites* sp. 拟榛粉等。

④海岸红树林花粉中的 *Florschuetzia trilobata* 三瓣弗氏粉，*F.semilobata* 半瓣弗氏粉及 *Zonocostites* cf. *Z. ramonae* 普遍分布，但含量较少。

⑤*Gothanipollis bassensis* 零星出现。

⑥草本植物的数量及属种增多，一般含量0～3%，个别达6%。常见有 *Graminidites* sp. 禾本粉，*Chenopodipollis* sp. 藜粉、*Persicarioipollis* sp. 蓼粉及 *Compositoipollenites* sp. 菊粉等。

⑦蕨类孢子见 *Polypodiaceaesporites haardti* 哈氏水龙骨单缝孢，*Polypodiisporites* spp. 瘤纹水龙骨单缝孢及 *Magnastriatites howardi* 哈氏粗肋孢等。

当前国际上对钙质超微化石的研究表明，中新世和渐新世的界线存在两种划分意见：

一是以NP25带的顶，即 *Sphenolithus ciperoensis* 西波罗楔石藻的顶面作为中新统和

渐新统的分界。另一方案是将界线置于 NN1 带内，通常把 NN1 带的下部未见有 *Sphenolithus ciperoensis* 西波罗楔石藻而见有一定数量的 *Dictyococcites bisectus*、*Zygrhablithus bijugatus* 和 *Helicosphaera recta* 直卷石藻等的地层划归渐新统。

珠海组一、二段所产钙质超微化石，具有上述第二个划分方案的特点，由此，将珠海组置于渐新统为宜。

本组底界大致相当于地震反射层 T_7，与下伏层呈不整合接触，这是本区最大的不整合面。

从地震剖面可以看出，该反射层在全盆地均可见到，但在各凹陷的特点不一，如陆丰、惠州凹陷在该反射层之上有一套较强且密集的反射，其下反射波明显减弱（参见图 2-3-3C）。在西江、恩平凹陷及番禺低隆起区及珠三坳陷 T_7 反射层之下见到一套能量较强、较密集的反射（图 2-3-3D）。

在钻井剖面上，部分地区地层有所缺失，如惠陆低凸起、东沙隆起及韩江 32-1-1、惠州 27-1-1 井靠近北部断阶的西江 17-3-1、珠 2 井及南部的番禺 16-1-1 井缺失一、二段地层。在海丰、陆丰井区，以及西江 24-1-1、西江 24-3-1、西江 30-2-1、惠州 23-1-1、惠州 22-1-1、惠州 25-2-1 等井区缺失二段下部至三段地层。另外，在珠三坳陷的阳江 23-1-1、阳江 2-1-1、阳江 26-1-1、开平 1-1-1、文昌 19-1-3 井以及盆地东端的韩江 15-1-1 井缺失了整个珠海组。故珠海组的不同层位或珠江组分别不整合超覆于恩平组、文昌组、神狐组、前第三系之上。不仅如此，部分地区恩平组顶部缺失了 300～600 米地层，个别地点达千米。

该组底界置于 T_7 反射层附近大套杂色砂岩之底，其下为恩平组的砂、泥岩及煤层或黑灰色泥岩、碳质泥岩。

(5) 珠江组（N_1zj） 厚度 212～1032 米。

该组为典型的海相沉积，由于受不同物源区影响，有三种剖面类型：

①全粗类型：全段岩性较粗，以砂岩、砂砾岩为主夹极薄层泥岩。主要见于北部古珠江三角洲区的珠 1～珠 7 及西江 17-3-1 井一带。

②粗细相间类型：由 3～4 个旋回的砂泥岩组成，砂岩较细，一般由中砂—粉砂组成，夹有多层薄层石灰岩。主要发育于古珠江三角洲区的恩平、番禺、西江井区及海、陆丰一带的滨海沉积区。

③下粗上细类型：上部以大段泥岩为主，间夹少量砂岩、粉砂岩；中部发育石灰岩及生物礁滩灰岩；下部为厚层砂岩夹薄层泥岩。此类主要分布于惠州凹陷、惠陆低凸起的南部及东沙隆起上，特别是东沙隆起上的生物礁滩石灰岩十分发育，其厚度达 562 米以上。

该组泥岩段自然伽马以大段高值为背景，而砂岩及石灰岩段伽马值低。感应和声波曲线出现小尖峰，反映薄层石灰岩夹层。

通过岩芯薄片分析，砂岩主要为长石石英砂岩和石英砂岩。岩屑含量低，泥质胶结物少，矿物成熟度较高，石英次生加大和岩石成岩后生作用均不明显，颗粒胶结松散，多为颗粒支撑点接触（参见图 2-3-4D），次生孔隙发育。海相生物化石较丰富（包括有孔虫、棘皮动物、苔藓虫、腕足类和软体动物碎片），原生海绿石也较为常见。

重矿物在珠一、珠三坳陷以锆石、电气石、石榴石、磁铁矿、黄铁矿、白钛矿含量较高，绿帘石、赤褐铁矿含量低，并含少量榍石、十字石、板钛矿等。

本组富含有孔虫、超微及孢粉化石，其中有孔虫属 N8～N5 带，主要特征化石有：

Praeorbulina glomerosa 圆球先圆球虫，*Globigerinoides sicanus* 西刚拟抱球虫，*G.transitoria* 过渡拟抱球虫，*G.altiapertura* 高口拟抱球虫，*G.primordius* 初始拟抱球虫，*Catapsydrax stainforthi* 斯氏泡口虫，*C.dissimilis* 异样泡口虫，*Globigerinatella insueta* 新奇小泡球虫，Globigerina ciperoensis 西帕罗抱球虫，*Globoquadrina praedehiscens* 先裂开方球虫、*G. binaiensis* 巴拿依方球虫、*Cassigerinella chipolensis* 奇波拉甲抱虫及 *Globorotalia* (?) *jiaoweiensis* ？角尾圆辐虫等。

钙质超微为 NN4～NN1 带上部，其特征化石有：*Helicosphaera ampliaperta* 大孔卷石藻 *H.scissura* 裂口卷石藻，H.mediterranea 地中海卷石藻，*Discoaster druggii* 德鲁格盘星石藻，*Sphenolithus conicus* 圆锥楔石藻、*S.belemnos* 箭形楔石藻、*S.dissimilis* 异样楔石藻及 *Triquetrorhabdulus carinatus* 棱脊三角棒石藻等。

孢粉为 *Polypodiaceaesporites* 水龙骨单缝孢—*Dinocysts* 沟鞭藻类组合。本组合被子类占 50～80%，蕨类 20～30%、裸子类 15～20%、沟鞭藻及疑源类相当发育，有时含量高达 60～70%；被子类中以 *Quercoidites minutus* 小栎粉，*Q. henrici* 亨氏栎粉、*Liquidambarpollenites* sp. 枫香粉、*Caryapollenites simplex* 光山核桃粉、*Dicolpopollis kockelii* 柯氏双沟粉和 *Betulaepollenites* sp. 桦粉为主。海岸红树林花粉 *Florschuetzia trilobata* 三瓣弗氏粉，*F. semilobata* 半瓣弗氏粉，*F. levipoli* 光极弗氏粉、*Zonocostatites* cf. *Z. ramonae* 罗曼娜环孔粉相似种等亦较发育；蕨类孢子以 *Polypodiaceaesporites* sp.，*Polypodiisporites* spp. 瘤面水龙骨单缝孢占优势，还见 *Magnastriatites howardi* 哈氏粗肋孢、*Crassoretitriletes nanhaiensis* 南海粗网孢、*Lycopodiumsporites* sp. 石松孢及 *Deltoidospora* sp. 三角孢等；裸子类以具双囊粉占优势，其中以 *Pinuspollenites* sp.，*Dacrydiumites florini* 弗罗尼泪杉粉为主，次为 *Taxodiaceaepollenites* sp. 杉粉；沟鞭藻类以 *Hystrichokolpoma* sp. 管球藻、*Millioudodinium* sp. 米氏藻为主，还常见 *Spiniferites* sp. 刺甲藻和 *Operculodinium* sp. 口盖藻等。

根据本组海相有孔虫及钙质超微化石均属早中新世。孢粉中的海相沟鞭藻、水龙骨单缝孢及喜热的柯克双沟粉等均较发育，海岸红树林分子的连续出现，可以确定，本组的地质时代属早中新世。

本组的底界大致相当地震反射层 T_6'（位于 T_5、T_6 反射层之间），与下伏层呈平行不整合接触。在地震反射剖面上，T_6' 反射层之上为一套连续性较好的强—中反射层系，反映了海相沉积特点。T_6' 反射层之下连续性差，振幅多变，反映了海陆过渡相沉积特点。在一些古隆起上，缺失了珠江组底部地层（如海丰 28-2-1 等井）或本组直接覆于前第三系之上（如开平 1-1-1 等井）。

(6) 韩江组（N_1h）　厚度 159～1175 米。

自下而上由一个或多个沉积旋回构成，前者见于珠三坳陷；后者在珠一、二坳陷发育。局部地区偶夹石灰岩或白云岩。泥岩为浅灰绿色、灰色，不含或微含钙，含较多粉砂岩；砂岩为灰白、浅灰色，以石英为主，泥质胶结，分选及磨圆度均较好，局部含砾，常见海绿石，普遍含钙。

中、下部，声波曲线出现多个小尖峰，为薄层石灰岩夹层、含钙质较重的砂岩或钙质砂岩所致。

海相有孔虫及钙质超微化石发育，孢粉也较丰富。其中有孔虫为 N15～N9 带，其主要

特征化石有：*Globorotalia siakensis* 夏克圆辐虫，*Globigerinoides subquadrilobatus* 亚方拟抱球虫，*Globorotalia fohsi* 伏希圆辐虫，*G. peripheroronda* 缘圆圆辐虫，*G.peripheroacuta* 缘尖圆辐虫，*G.archeomenardii* 弓敏纳圆辐虫，*G.praemenardii* 先敏纳圆辐虫及 *Orbulina suturalis* 缝线圆球虫等。

钙质超微为 NN9～NN5 带，其特征化石有：*Discoaster hamatus* 爪钩盘星石藻，*D.kugleri* 库格勒盘星石藻，*Catinaster coalitus* 组合碗星石藻，*C.Calyculus* 萼状碗星石藻，*Cyclicargolithus floridanus* 佛罗里达圆货石藻，*Sphenolithus heteromorphus* 异形楔石藻及 *Helicosphaera orientalis* 东方卷石藻等。

孢粉为 *Florschuetzia levipoli* 光极弗氏粉—*Zonocostatites* cf.*Z.ramonae* 罗曼娜环孔粉相似种组合，以高含量的海岸红树林分子为特点。

根据本组有孔虫及钙质超微化石带，可确定其地质时代为中中新世。

(7) 粤海组（N_1y） 厚度 36～698.5 米。

根据岩电组合关系，大致可划分为三种剖面类型：

①顶、底粗，中间细类型：顶底均有厚层砂岩、含砾砂岩发育，中部砂泥岩呈互层，如惠州 21-1-1、恩平 18-1-1A 井。

②上细下粗类型：上部以泥岩为主；下部砂岩较发育，均以中—厚层状砂岩夹泥岩，如恩平 17-3-1、文昌 19-1-2 井。

③粗细间互类型：砂泥岩呈不等厚互层，纵向上旋回性不清，如番禺 33-1-1 井。

泥岩为灰—灰绿色，普遍含钙；砂岩为灰色，不含或微含钙质，但富含海绿石。

有孔虫、钙质超微及孢粉均较丰富，其中有孔虫为 N17～N16 带，主要特征分子有：*Globorotalia acostaensis* 无脊圆辐虫，*Globigerina nepenthes* 蛛形抱球虫，*Sphaeroidinellopsis kochi* 科契类球形虫，*S. paenedehiscens* 近果裂类球形虫及 *Globoquadrina dehiscens* 裂开方球虫等。

钙质超微为 NN11～NN10 带，其特征分子有：*Discoaster quinqueramus* 五枝盘星石藻，*D.berggrenii* 伯格尼盘星石藻，*D.neohamatus* 新爪钩盘星石藻，*D.neorectus* 新直盘星石藻，*D.bellus* 精致盘星石藻及 *D.calcaris* 马刺盘星石藻等。

孢粉为 *Graminidites media* 中型禾本粉—*Chenopodipollis* 藜粉组合。其中草本植物花粉中型禾本粉、藜粉、*Persicarioipollis* 蓼粉等含量明显增加，成为本组合中的突出特点。

根据有孔虫及钙质超微化石带，其地质时代为晚中新世。

在区域上上中新统与中中新统之间存在局部沉积间断。部分井有化石带的缺失，如恩平 12-1-1、恩平 18-1-1A、恩平 17-3-1、恩平 18-3-1、西江 36-3-1、西江 23-1-1、惠州 26-1-1、陆丰 22-1-1、韩江 15-1-1 等井缺失钙质超微 NN9 带；陆丰 22-1-1、韩江 15-1-1 等井缺失 NN10 带。有孔虫在惠州 25-2-1、番禺 15-1-1、番禺 14-5-1 等井缺失了 N15 带或 N15～N16 带。反映了该盆地局部地区粤海组与韩江组之间存在沉积间断或地层缺失，在地震剖面相当于本组底界的 T_2 反射层之下见有轻微顶削现象。由此看出，该区粤海组与下伏层在局部地区为平行不整合接触。

(8) 万山组（N_2w） 厚度 0～541 米。

岩性为灰—绿灰色泥岩、粉砂质泥岩夹砂岩。含钙强，含较多生物碎屑和少量海绿石，成岩性差，自上而下显细—粗—细旋回（西江 24-3-1X、开平 1-1-1、阳江 36-1-1 井）或细—粗反旋回（恩平 18-1-1A、番禺 27-2-1 井），也有些地区旋回性不明显，如恩平

12-1-1、恩平17-3-1井。

该组在盆地内岩性变化不大，珠一至珠二坳陷有由北往南，从东向西变细的趋势，但珠三坳陷的文昌凹陷较粗。在东沙隆起惠州35-1-1井相变为礁灰岩。

自然伽马以块状高值为主，声波时差较下伏粤海组高约10～20毫秒／英尺，为万山组底界的划分标志。

古生物中有孔虫为N21～N18带，其特征化石有：*Globorotalia tumida* 肿圆辐虫、*G.tosaensis* 土佐圆辐虫，*Globigerinoides extremus* 最斜拟抱球虫，*G.fistulosus* 指状拟抱球虫，*Globigerina crassireticulata* 粗网抱球虫，*Pulleniatina primalis* 初始普林虫、*Globoquadrina altispira* 高旋方球虫，*G.globosa* 球状方球虫，*Globorotalia margaritae* 玛氏圆辐虫及 *Sphaeroidinellopsis seminulina* 半缺类球形虫等。

钙质超微化石为NN18～NN12带，其特征化石有：*Discoaster brouweri* 勃劳威盘星石藻，*D.pentaradiatus* 五射盘星石藻，*D.surculus* 幼枝盘星石藻，*D. tamalis* 四枝盘星石藻、*Sphenolithus abies* 冷杉楔石藻，*Reticulofenestra pseudoumbilica* 假脐网窗石藻、*Ceratolithus rugosus* 皱角石藻，*C.acutus* 尖锐角石藻，*Amaurolithus tricorniculatus* 三小角黑朦石藻及 *Triquetrorhabdulus rugosus* 皱三角棒石藻等。

孢粉为 *Cupuliferoipollenites* 栗粉—*Liquidambarpollenites* 枫香粉组合❶。本组合以栗粉及水龙骨单缝孢占绝对优势，其次为枫香粉，并有一定数量的草本植物花粉为其主要特征。

根据浮游有孔虫及钙质超微化石带，本组地层确定为上新世。

该组底界大致相当于地震反射T_1层，与下伏层为平行不整合—整合接触。根据超微化石带分析，部分井有化石带缺失现象，如恩平12-1-1、恩平18-1-1A、番禺14-5-1、西江36-3-1等井缺失NN12带；西江17-3-1、惠州13-1-1、惠州22-1-1、惠州35-1-1、惠州25-2-1、惠州33-1-1等井分别缺失NN13～NN12带、NN14～NN12带。有孔虫也有化石带缺失，如西江24-1-1、西江36-3-1井缺失N18带，惠州23-1-1井缺失N17带。

3.地层对比

珠江口盆地面积大，早期陆相沉积由于受多物源区影响，其剖面类型，岩性特征等差异较大。通过几年的钻探、岩石地层及生物地层的研究发现了可供对比的标志岩性段，本区各坳陷（或地区）第三系对比见图2-3-5。

根据本区的岩性段特征，结合古生物研究成果，确立了与本区相邻的几个主要盆地及我国东部几个大型含油气盆地第三系的对比关系，其结果见表2-3-3。

三、沉积发展史

珠江口盆地位于大陆型地壳和过渡型地壳之上，盆地的属性有多种解释，其中一种观点认为珠江口盆地是中新生代时期被动大陆边缘在拉张断陷基础上发育起来的一个断陷盆地，经历了三个沉积发育阶段。

1.断陷期（中生代末期—早渐新世早期?）

由于南海海盆扩张，使中国大陆边缘受拉张，形成了珠江口断陷盆地。在盆地中沉积了一套红色、杂色粗碎屑岩。由于地壳活动激烈，伴有较强烈的火山喷发，堆积了厚度较大的火山岩和火山碎屑岩（神狐组）。

---

❶本组合仅以珠5、珠7井资料为依据。

地层层序 界	系	统	组	代号	地反射界面	深度(m)
新生界	第四系			Q		
	上第三系	上新统	万山组	N2w	T1	500
		中新统	粤海组	N1y	T2	1000
			韩江组	N1h	T4	
			珠江组	N1zh	T6	1500
	下第三系	渐新统	珠海组	E3zh	T7	2000 2500
		渐新—始新统	恩平组	E2-3e	T8	3000
		始新统	文昌组	E2w	T9	3500
		古新统?	神狐组	E1sh	Tg	4000 4500
前第三系						

WC 19-1-3 / 19-1-2　EP17-3-1　LH11-1-1A　HZ21-1-1　HF28-2-1

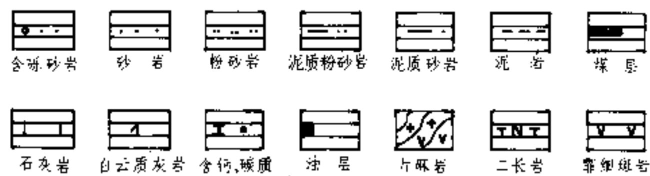


图2-3-5　珠江口盆地第三系对比图

表 2-3-3 珠江口盆地与邻区地层对比表

地层		珠江口 1989.4	雷、琼 1981 / 北部湾 1981	莺歌海 1981	三水 1986	百色 1988	东海 龙井构造 1985	渤海 1988.4	江汉 1982	南阳 1982
第四系	未分	第四系	第四系	第四系	第四系	第四系				
上第三系	上新统	万山组	望楼港组	莺歌海组			三潭组	馆陶组	广华寺组	上寺组
上第三系	中新统 上	粤海组	灯楼角组	黄流组			玉泉组	馆陶组	广华寺组	上寺组
上第三系	中新统 中	韩江组	角尾组	梅山组			海龙井组	馆陶组	广华寺组	上寺组
上第三系	中新统 下	珠江组	下洋组	三亚组			海龙井组	馆陶组	广华寺组	上寺组
下第三系	渐新统	珠海组	涠洲组	陵水组		建都岭组 伏平组 百岗组	花港组	东营组	荆河镇组	廖庄组
下第三系	始新统	恩平组 文昌组	流沙港组	崖城组	华涌组	那读组	花港组	沙河街组（一、二、三、四）	荆河镇组 潜江组 荆沙组	核桃园组 大仓房组
下第三系	古新统	神狐组?	长流组		西埔组 埔心组			孔店组（1、2、3）	新沟嘴组 沙市组	玉皇顶组
前第三系		前第三系								

随着盆地的进一步拉张，盆地扩大，使前期的小型分割的盆地逐渐连通，在始新世早、中期形成了象文昌、开平—白云、恩平、西江、陆丰等那样较大型的湖盆，沉积了一套厚度较大、横向分布相对稳定的灰黑色泥岩为主要特征的地层（文昌组）。这是湖相泥岩沉积分布最广泛的时期。

始新世晚期并有可能延至渐新世早期，在扩大的沉积盆地中，古珠江水系已具雏形，在惠州凹陷以西地区，大面积发育了河流平原—三角洲平原，沉积了一套河流相砂岩、湖沼相砂泥岩互层并夹多层煤层的含煤碎屑岩系（恩平组）。而在珠二坳陷的北侧番禺 16-1-1、番禺 33-1-1 井以南可能发育三角洲前积层，其南侧为前三角洲的半封闭海环境。

2.坳陷期（中晚渐新世—早中新世）

早第三纪中晚期，由于南海第二次海底扩张，使珠江口盆地进一步受到拉张，盆地继续扩大，在中晚渐新世珠海组时期，海侵由南向北加剧，古珠江带来的泥砂在河口地带遭受强烈的破坏和改造，沉积了一套以灰黄、灰色砂岩为主间夹灰、灰绿、棕红等色泥岩的海陆过渡相地层，形成了本盆地良好的储集层。

早中新世珠江组时期，海侵继续向北发展，盆地大面积变为陆架环境，沉积了厚度大、横向分布稳定的海相泥岩，成为珠江口盆地良好的区域性盖层。而古珠江水系带来的泥砂，在盆地北部地区形成三角洲，虽然此三角洲范围已较前期大大缩小，但仍形成了本区主要的砂岩储集层之一。

早中新世早期，由于东沙隆起下沉至海面以下，使其倾没端及流花井区一带形成了广阔的浅水台地，发育了大量生物礁滩。

3.稳定沉降期（中中新世—上新世）

早中新世以后，南海海盆停止扩张，珠江口盆地发生向海方向倾斜，出现稳定下沉，海侵向北加剧，除了局部的短期间断之外，全盆地主要为广海沉积环境。上新世末期，珠江口盆地发生了一次明显的海退，东沙群岛及以南地区发生了大幅度的抬升和剥蚀。

四、存在问题

1.上、下第三系界线

主要有两种意见，一种认为上、下第三系界线在珠江组底，另一种认为应在珠海组内部，这实际上是对珠海组孢粉组合的时代认识不尽相同。

后一种意见认为，珠海组孢粉组合中出现的松柏类，虽在晚渐新世开始增多，但在早中新世含量增加明显，为第三纪松柏类花粉含量最高的层段。在早、晚第三纪过渡期，由于气候变冷，反映气候较凉的桦科中的桤木粉、拟榛粉含量都有增加，有些还占显著位置。组合中出现较多的瘤面、光面水龙骨单缝孢和粗肋孢，虽在早第三纪末期有出现，但在晚第三纪其数量和属种均明显增加。双子叶草本植物，如蓼粉、菊粉等也较前期增多。其他单子叶草本植物中的禾本科、莎草科虽始于始新世，但到晚第三纪才繁盛起来。这些都说明本组合中含有晚第三纪成分，由此将珠海组置于晚渐新世—早中新世。

而第一种意见认为，除在本组中上部见有早第三纪晚期的钙质超微化石外，认为珠海组存在的温凉性孢粉反映了本期的气候变冷，这与全球性渐新世气温较低有关系而将珠海组置于渐新世。

2.渐新统与始新统界线

对渐新统与始新统界线的认识亦有两种意见。一种意见认为渐新统与始新统的界线应划在珠海组底，另一种意见认为应置于恩平组底，这实际上是对恩平组的时代认识有分歧。

前一种认识有以下几条依据:

①我国华南地区早第三纪孢粉组合中，以小型三沟粉类花粉丰富为世的特点（宋之琛等，1985）。

②柯克双沟粉及乌斯曼水龙骨单缝孢在本组合中含量较高。前者是始新世时印度—马来西亚植物地理省的典型类型，在缅甸及印尼爪哇始新世组合中占有显著位置。后者为泛热带地区晚始新世 *Polypodiisporites usmensis* 带的主要成分。

③倍什高腾粉模式标本产于澳大利亚中始新世。

④小榆粉、克氏脊榆粉在本组合中普遍出现，与倍什高腾粉在剖面中集中连续出现有相同意义。

⑤用孢粉组合确定地质时代，要考虑全球性气候变化规律，即中新世热（珠江组）、渐新世凉（珠海组）、始新世稍热（恩平组）。

⑥有少量的古老类型被子植物花粉如五边粉、褶皱粉和流沙网纹多孔粉。

为此，将恩平组置于晚始新世。

但另一种意见认为，恩平组孢粉组合中的一些常见属种为欧亚大陆第三纪所属，尤其是渐新世分子占大多数。其中相当一部分如小栎粉、柯克双沟粉、枫香粉、栗粉、桤木粉及枫杨粉等主要见于渐新世或晚渐新世至早中新世，倍什高腾粉见于始新世至渐新世，为此将本组地层置于渐新世。

3.关于文昌组的对比

文昌组地层遍布于珠江口盆地各个凹陷，但根据目前的孢粉分析结果看，仅在文昌19-1-3 及韩江 15-1-1 两口井的文昌组中见有相似的孢粉组合，而在其他所有井中见到的孢粉化石面貌均与上覆恩平组的特征一致，无明显差异。对此，有两种解释：一是植物分区现象造成同时期地层具有不同的孢粉组合面貌；另一种解释虽然同属文昌组地层但它们不是同时期沉积。至于这两种解释哪一种较合理，或还有别的原因，还需做更详细的工作。

4.有关神狐组的时代

神狐组以岩性段对比划分，本盆地除在文昌 19-1-3 井中该段见有少量孢粉化石外，其他绝大部分井的神狐组均未见到有时代意义的化石。所以其地质时代意见仅供参考。

有关有孔虫❶、钙质超微❷ 及孢粉❸ 化石图版见本篇末。

第三节　第三系沉积相

一、沉积相划分

1.单井相分析

地质部南海地质调查指挥部，根据所钻珠 1、2、3、4、5 以及珠 7 井的电性特征分析，指出了六种主要砂体的曲线形态。

浅海陆棚砂体：自然电位幅度小，呈较光滑的钟形、漏斗形，自然伽马值为中—略高（参见图 2-3-6A）。

❶由秦国权、邓苘提供。

❷由黄虑生、钟碧珍提供。

❸由马俊荣、雷作淇、李振雄、方青提供。

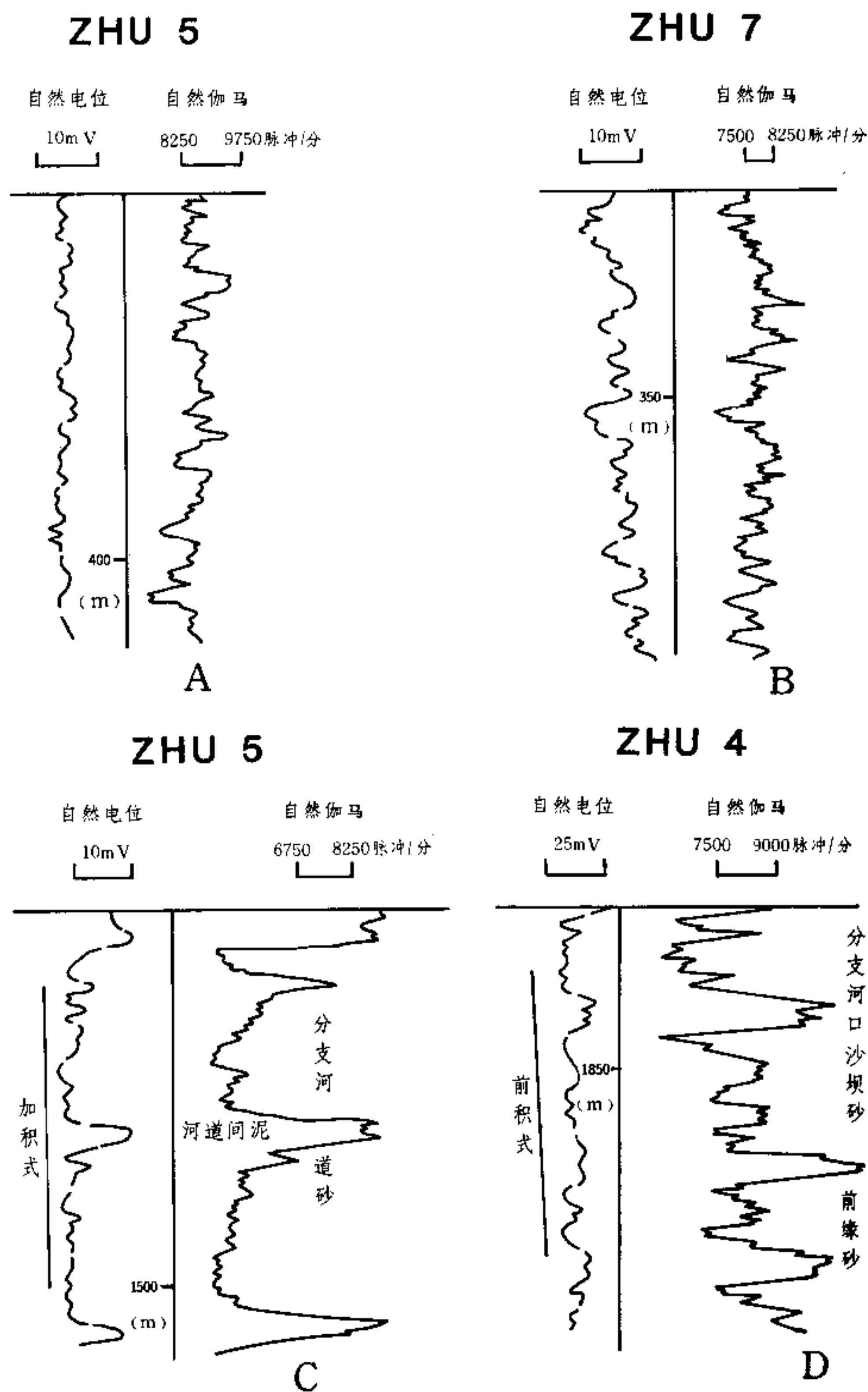


图 2-3-6 珠江口盆地 4 口井的不同沉积相测井曲线形态图

海侵滩砂体：自然电位幅度中等，似钟形，底部自然电位突变，往上渐变为锯齿状（图 2-3-6B）。

分支河道砂体：自然电位和自然伽马曲线呈明显块状，幅度较大，顶底突变，中间比较平直或呈锯齿状。在纵向上往往具加积式沉积特点（图 2–3–6C）。

指状沙坝砂体：自下而上自然电位幅度由大变小，自然伽马值也呈现由低逐渐偏高的现象（图 2–3–6D），又可细分为：

河口沙坝砂体：自然电位幅度比分支河道砂偏小，一般呈混合形态或漏斗形，上部自然电位明显突变，中间似块状（但厚度比分支河道砂小），下部渐变（图 2–3–6D）。

前缘砂体：自然电位曲线一般呈比较对称和较光滑的柱状形态（图 2–3–7）。

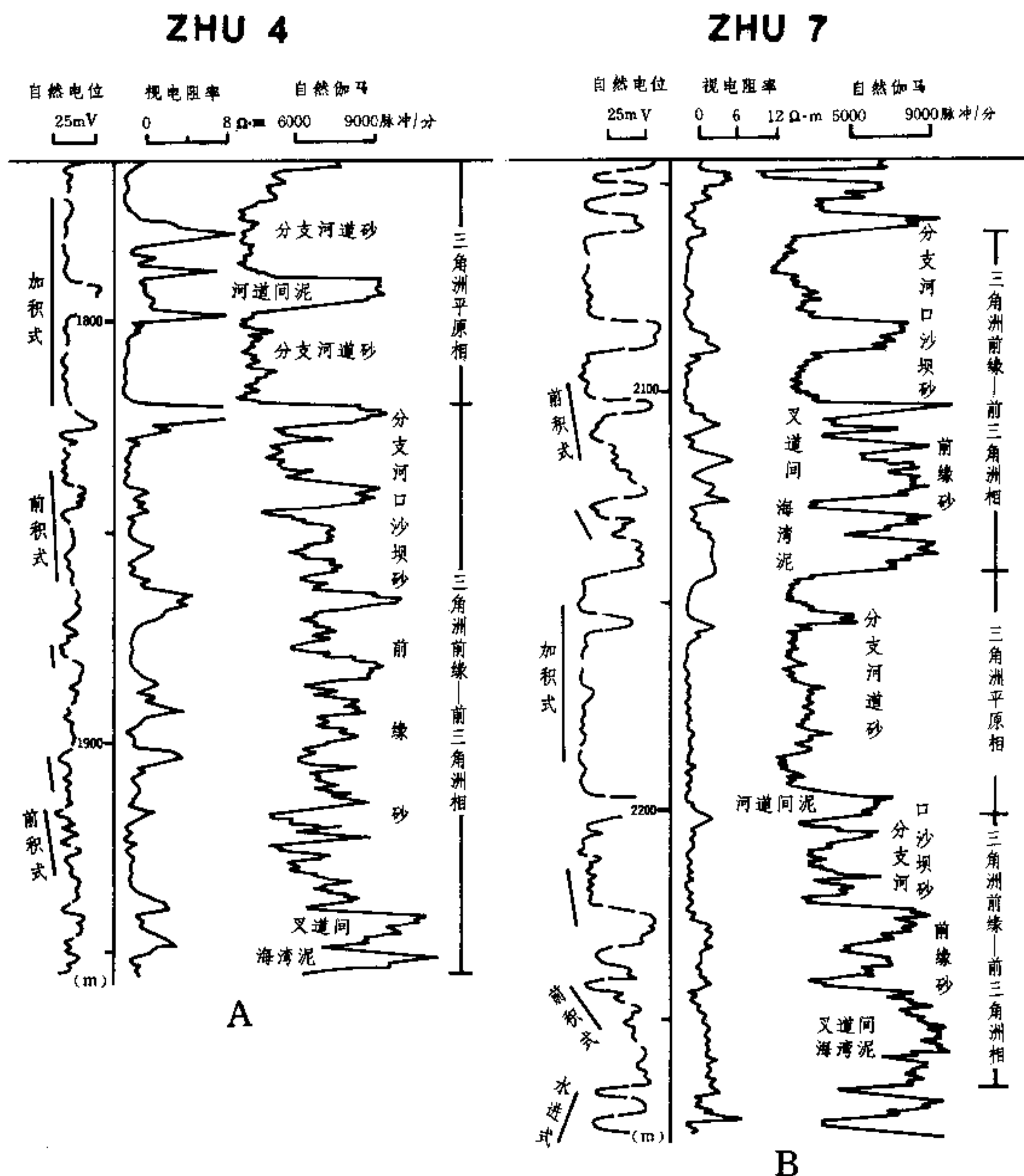


图 2–3–7　珠 4、珠 7 井三角洲相沉积测井曲线形态图

对外合作以后，南海东部和西部石油公司通过对岩芯的沉积构造、粒度变化、古生物发育程度及矿物成分等反复观察分析，确定其沉积环境，进行单井划相并建立了与电性特征的对应关系。以此岩性组合和电性关系用于全区 49 口井的地层剖面反复进行纵向和横向上的对比。初步认为珠江口盆地早第三纪—晚第三纪早中新世存在有 8 种主要沉积环境。

(1) 冲积扇环境　一般发育在盆地边缘或物源区。已揭露的冲积扇环境主要分布在断陷充填早期阶段的神狐组—文昌组底部。岩性粗细混杂，分选差。主要为砂砾岩、含砾的中—粗砂岩、粉砂岩、含砂泥岩交替出现，部分砂岩为红色。自然伽马曲线起伏不大，呈不规则浅锯齿状，属于冲积扇的端部或侧翼沉积（图 2-3-8A）。但推测至扇中和扇的根部岩性会更粗。

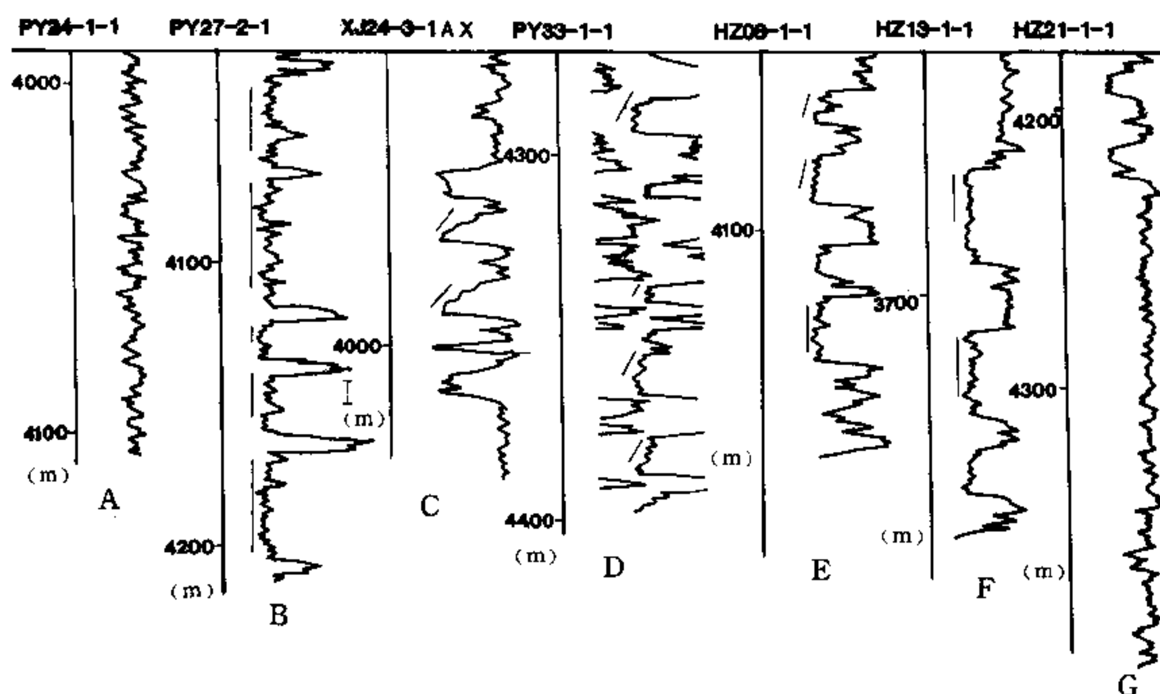


图 2-3-8　不同沉积类型自然伽马曲线形态特征图

A—冲积扇；B—辫状河；C～F—平原河流；G—湖相

(2) 河流沉积环境　主要包括辫状河、曲流河及废弃河道等沉积。

1) 辫状河沉积　由厚层叠加砂岩或薄层泥岩组成。辫状河的河道浅而宽、且因来回摆动，不断转移位置，因而细粒沉积的天然堤和河漫滩不发育，无稳定的垂向层序。

在恩平组下部，单层砂岩厚度达 40 米左右，泥质含量一般小于 30%。自然伽马曲线为箱状，其顶底往往为突变接触（图 2-3-8B）。

从番禺 27-2-1 井 4142～4149.85 米井段取芯的资料可以看出（图 2-3-9A），为一套灰白色砂砾岩、含砾砂岩呈不等厚互层，层理主要为块状、板状和槽状交错层理，亦有水平层理出现。见炭屑和数层薄煤层。砂岩成分复杂，分选好—差，次园—次棱角状。单层砂岩厚度一般只有数十厘米，最厚不超过 1.5 米。厚层砂反映多期河流沉积物的叠加。从概率图上看出，跳跃总体含量占优势，达 40～80%，颗粒粗，粒值$-2～1\phi$之间，而悬浮总体含量少，为 10%左右，粒值小于2.4ϕ，由于快速堆积，沉积物分异不好，往往存在过渡段（图 2-3-10A）。

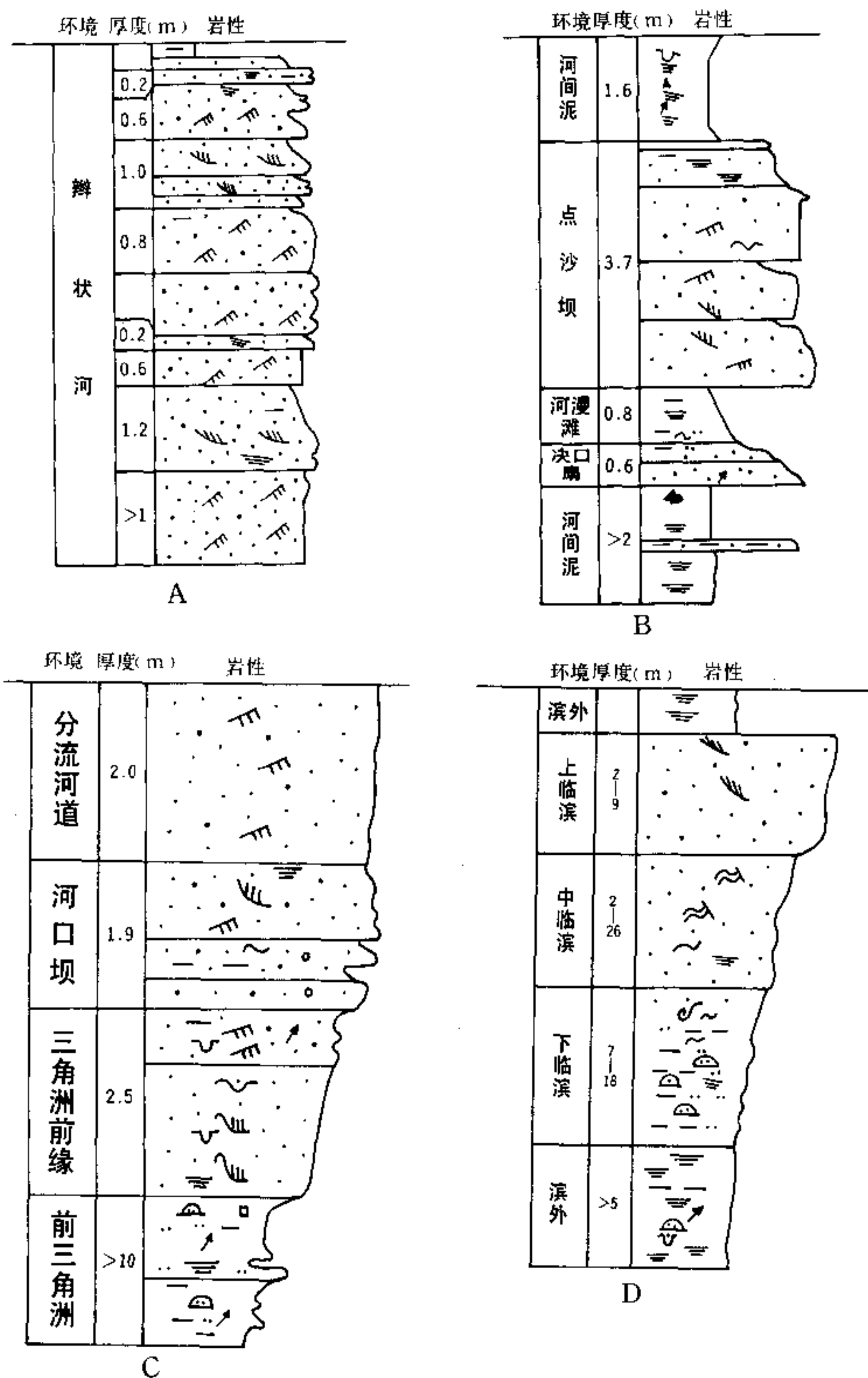


图 2-3-9 不同沉积相的垂向沉积层序图（据岩芯资料）

A—番禺 27-2-1 井；B—恩平 17-3-1 井；C—西江 24-3-1AX 井；D—番禺 33-1-1 井

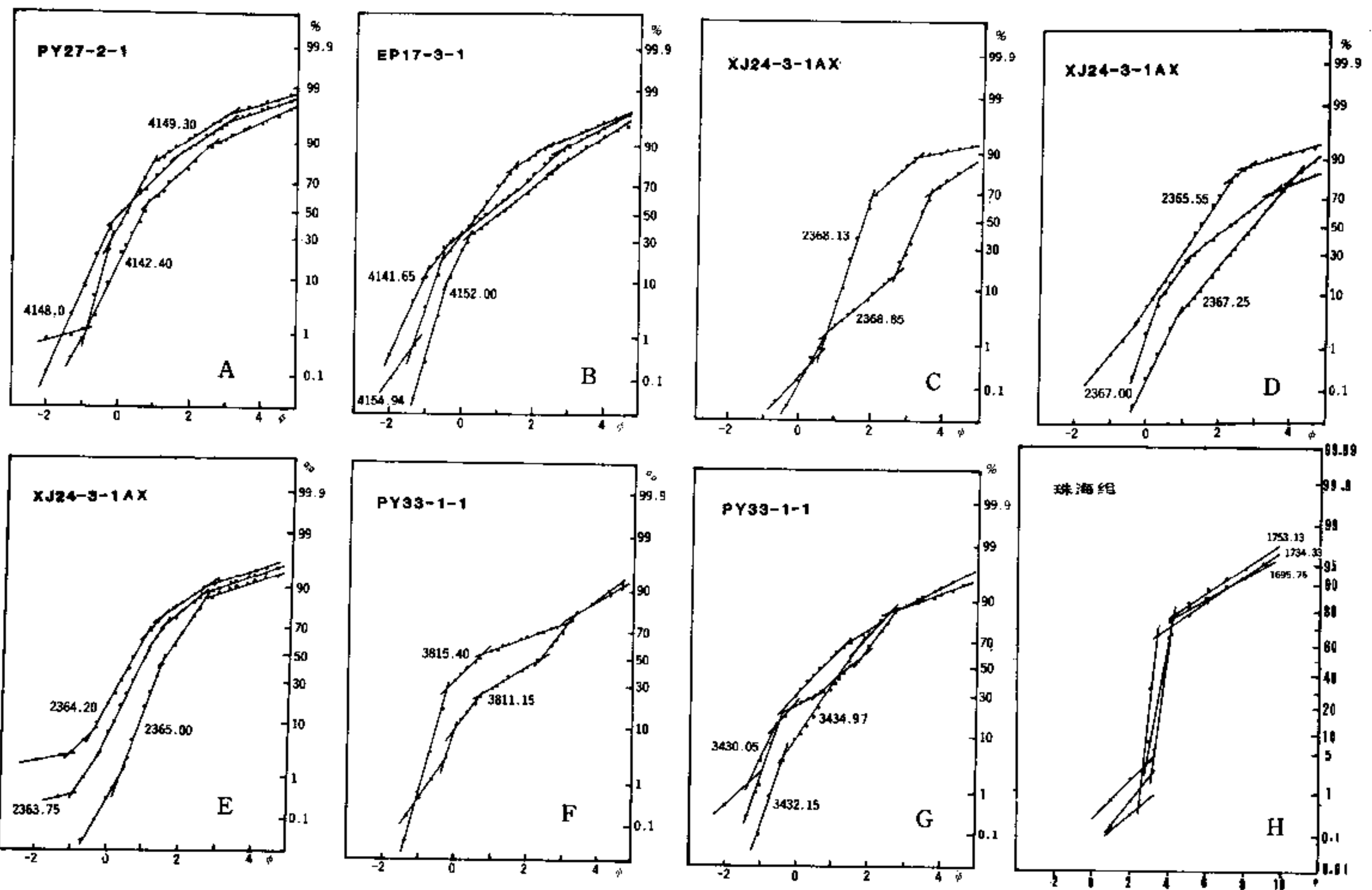


图 2-3-10 不同沉积相的粒度曲线特征图

曲线旁数字为井深，单位为米

2）河流平原沉积　主要包括点沙坝、河道、河漫湖沼及少量决口扇等不同沉积组合的复合体。

反映在纵向上是一套呈不等厚互层的砂泥岩，泥质含量一般大于40%。河道或点沙坝沉积部分含砾。层理类型多，以板状交错层理和水平层理为主，少量槽状和波状交错层理。自然伽马曲线以钟状和箱状为主。而河漫湖沼泥岩含量多，一般呈灰—深灰色，有稀疏的水平层理，见煤线。

此种沉积环境中的陆相孢粉化石丰富，多为潮湿热带平原的组合面貌特征。

河流平原沉积环境主要发育于恩平组，由于钻井所处的古环境位置不同，因此存在多种剖面组合特征。归纳起来大致有四种类型。

A.分流河道沉积

惠州13-1-1井（参见图2-3-8F），以块状厚层砂岩与泥岩互层，砂岩百分比高达50%以上，块状砂岩在自然伽马曲线上为箱状，顶底突变，为典型分流河道沉积。而较厚层泥岩则为河间沉积。

B.以点沙坝砂为主夹决口扇

点沙坝砂在岩性和电测曲线上呈明显的正韵律，从恩平17-3-1井4145.8～4162.7米井段所取芯可以看出（图2-3-9B）。下部为灰白色砂砾岩和含砾砂岩，见板状交错和槽状交错层理。中部为砂砾岩和砂岩，上部为细砂岩和含泥细砂岩，发育水平层理。从这一剖面分析，由下而上的砂砾岩、细砂岩为点沙坝砂层序，顶部有河间泥沼沉积。在概率图上与辫状河相比，跳跃总体减少，小于35%，而悬浮总体含量明显增多高达70%。（图2-3-10B）。

惠州08-1-1井砂岩底界突变，向上变细，呈正韵律，自然伽马曲线为锯齿状，这是决口扇的沉积特征（图2-3-8E）。

C.湖沼泥与点沙坝砂互层

番禺33-1-1井（图2-3-8D），泥岩发育，富含炭屑及薄煤层。自然伽马曲线呈高值尖峰状，砂岩呈明显正韵律特征。这些泥岩和薄煤层为湖沼沉积，而向上变细的砂岩则为点砂坝砂，主要分布在恩平组上部。

D.发育单层点沙坝

西江24-3-1AX井（图2-3-8C），泥岩夹薄层砂岩。泥岩层厚，质纯，砂岩向上呈明显正韵律，为单层点沙坝砂岩。

（3）湖相泥岩沉积环境　到目前为止，钻井揭露的湖相沉积主要分布在始新统文昌组。惠州21-1-1井泥岩厚度达230米，主要为灰—深灰色泥岩，顶部有厚层砂岩。自然伽马曲线为一组泥岩高值，它为湖相—滨湖相沉积。另外，恩平17-3-1井中，在文昌组亦见厚达70余米的泥岩段，它也是典型的湖相沉积（图2-3-8G）。

（4）三角洲沉积环境　这种环境处于水、陆交界处，是河流作用和海（湖）作用在河口地区相互影响所形成。岩性、岩相多种多样，是沉积类型复杂、多变的地区。

常见的三角洲有以河流作用为主的建设型三角洲，也有以海浪、潮汐作用为主的尖头状和港湾状三角洲类型。

珠江口盆地的三角洲沉积主要分布于恩平组上部及其以上地层，但见到的大多为过渡型（建设型与破坏型之间的）和破坏型的，而建设型的三角洲（朵状）少见。

根据钻井揭示的资料表明，岩性、电性呈明显的反韵律，但由于河流作用、波浪作用的相对强度不同，把三角洲分成两种情况：

1）河控三角洲（图 2-3-11B） 从西江 24-3-1AX 井岩芯（2353.4～2371.6 米，芯长 18.2 米）可以看出（图 2-3-9C），下部为大段灰—深灰色泥岩夹粉砂岩，具透镜状和水平层理，富含炭屑，自然伽马曲线宽型高值，为前三角洲泥。向上岩性很快变粗，而且层较薄，为细砂—含砾砂岩，分选好—中，以波状交错层理为主，见虫孔。

从概率图分析，有两种类型。一种是河流型，另一种是滨岸型（图 2-3-10C）。前者跳跃总体发育，含量达 70%，倾角大（73°），分选好，粒值 0.6～2.0ϕ，悬浮总体仅占 10%，二者间存在过渡段。后者曲线呈多段式双跳跃，为波浪改造砂。从以上资料可以看出，它为三角洲前缘砂特征。

上部为砂砾岩层夹薄煤线，层理类型多，有波状层理、板状交错、槽状交错层理和水平层理。它为河流作用较强的沉积，并受到一定的波浪改造作用。在概率图上与前缘砂相比，跳跃总体增多，颗粒变粗，其含量 75～85%，粒值−2～3.8ϕ，分选中等偏好，过渡段不发育，悬浮总体含量 10～25%，为河口坝的特征（图 2-3-10D）。

顶部为块状砂砾岩层，分选中—差，发育板状交错层理。概率图上三个总体都很发育，过渡段也占一定的比例。由于水动力条件较强，因此悬浮总体含量较河口坝少，仅占 10% 左右，为三角洲分流河道沉积（图 2-3-10E）。

2）河（浪）控三角洲 主要分布在珠海组下部层位，绝大多数井都见到巨厚叠合砂岩夹泥岩，砂岩单层厚度可达 90 米以上，一般厚度也在 40 米左右。砂岩底部与泥岩的接触关系有渐变式和突变式两种，其中渐变式为河口坝，突变式为河流沉积。因此，在珠海组下部广泛发育的巨厚砂岩是为河流和波浪作用都十分强烈的情况下沉积的河流—河口坝复合沉积体，属于过渡的河（浪）控三角洲类型（图 2-3-11A）。

(5) 滨海平原—滨海沉积环境

1）滨海平原沉积环境 处在平均高潮面以上地区，为陆相沉积。但往往受到短暂海水影响，在岩石中夹有少量海相沉积夹层，并见到海相化石分子。在该地区，河流类型多样，一般向海方向三角洲不发育。

滨海平原沉积环境主要分布在珠海组下部。在纵向剖面上，自下而上由河流相过渡到滨海相之间的沉积区。自然伽马曲线形态以正韵律和箱形为主。陆丰 2-1A 井为一套砂泥岩互层，砂岩细—粗粒，次圆—次棱角状。自然伽马曲线呈正韵律。泥岩为灰色、棕色和绿色，含有少量有孔虫、超微和甲藻化石，夹煤线，为滨海平原沉积（见图 2-3-11C）。

2）滨海沉积环境 一般发育在海侵期，河流搬运来的碎屑物在河口附近受到波浪、沿岸流和风浪的改造，使碎屑物在沿岸一带形成沙坝。

经番禺 27-1-1、番禺 33-1-1、惠州 21-1-1 井岩芯观察及岩电特征分析后可以看出，岩性为一组向上变粗的反旋回特征，自然伽马曲线为漏斗状。

根据所处位置和能量的不同，它由下而上基本上可分为滨外、下临滨、中临滨（下滨面）、上临滨（上滨面）、前滨五种亚相（图 2-3-9D）。

滨外沉积：灰—深灰色泥岩，夹少量粉砂岩。水平层理为主夹少量透镜体，为滨外静水沉积环境。

下临滨沉积：砂质增多，主要为粉砂质泥岩和泥质粉砂岩，向上逐渐过渡到细砂岩，层理以透镜状层理为主，少量水平层理，后过渡到生物搅动层理发育，并见波状层理，镜下见有孔虫，其砂岩为风暴砂。

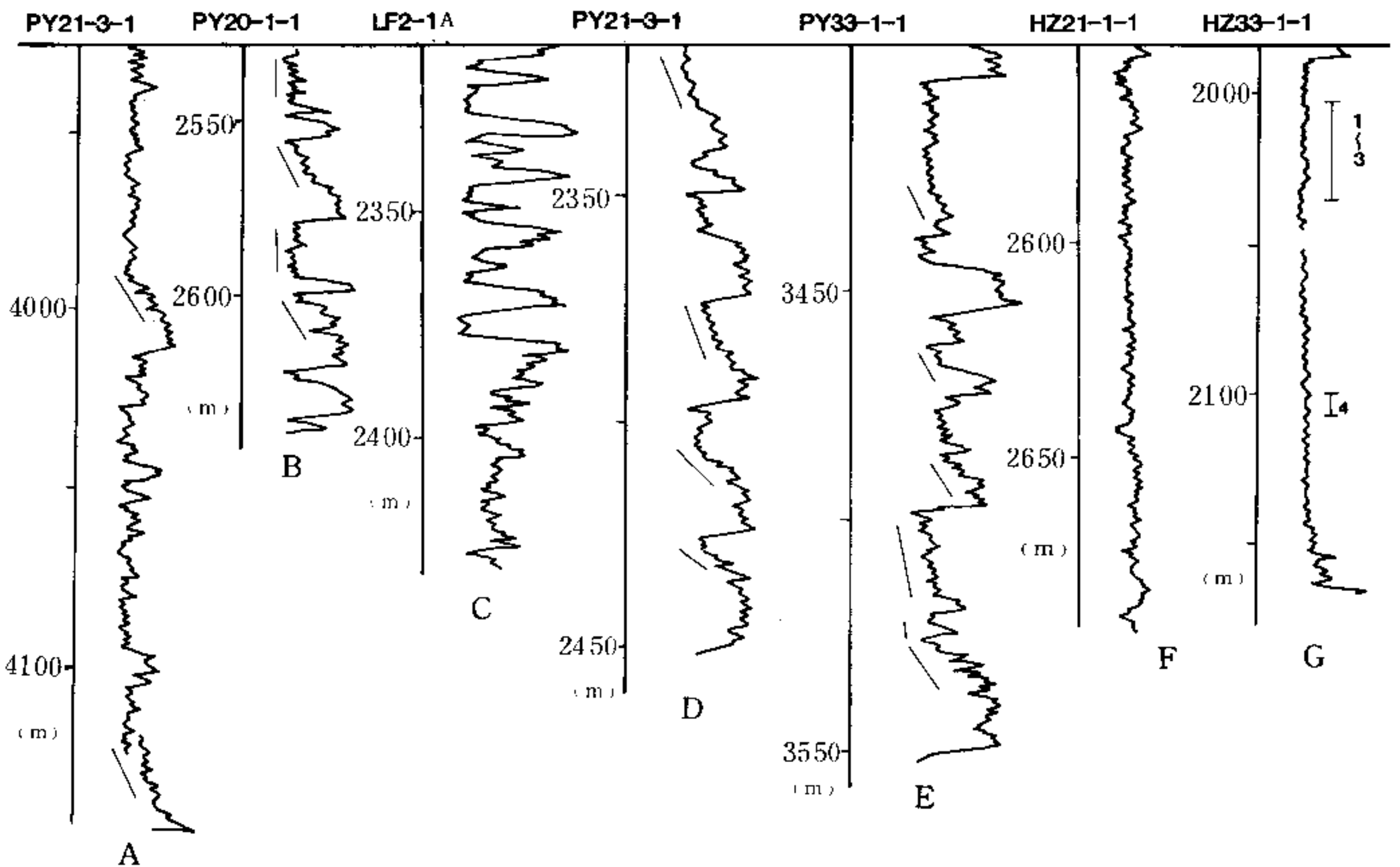


图 2-3-11　珠江口盆地不同类型沉积环境自然伽马曲线形态特征图

A—河（浪）控三角洲；B—河控三角洲；C—滨海平原；D—滨海；E—滨海；F—陆架；G—礁滩

从概率图上看到，曲线为多段式，分选中等偏好，粒值偏细，悬浮总体含量相对较高，说明波浪能量较弱，为下临滨沉积（图 2-3-10F）。

中临滨沉积：浅灰色中—细砂岩，块状和水平层理为主，有些微斜层理可能是圆丘状层理，也有微波状层理。分选好，见有泥炭纹和泥纹，偶见有孔虫、海绿石，为中临滨沉积

上临滨沉积：浅褐灰色砂砾岩—含砾砂岩，断续水平和交错层理，分选中等。砾石为石英砾，含有孔虫、棘皮动物、苔藓虫等海相化石，见有泥炭纹及煤线。在概率图上曲线仍然为多段式，与下临滨比较分选偏好，悬浮总体含量减少，总的粒值变粗。这种情况在滨海地区最常见，为上临滨沉积（图 2-3-10G）。

因取芯不全，未见前滨相沉积。以上四种亚相互为共生，因此只有在岩芯中仔细观察分析才能识别。而大部分井仅凭岩性和电性划相，故只能把这四种亚相统称为滨海沉积。

在文昌 19-1-2 井珠海组层位中，见较多海绿石及有孔虫碎片，其概率曲线为三段式，跳跃段斜率较大，与滚动段的截点在 2Φ 附近，属海岸砂岩沉积（图 2-3-10H）。

对于未进行取芯的钻井资料，可以根据电测曲线组合特征以及砂泥岩发育程度划为两种组合类型：

A.反韵律特征明显类型

番禺 21-3-1 井（图 2-3-11D），砂泥岩互层，砂岩粒向上明显变粗，砂岩比占 50%左右。砂岩顶部往往含钙或见石灰岩薄层，最终以海侵泥岩覆盖。这种反旋回砂岩为离岸较近的沿岸沙坝砂。

B.块状砂岩夹薄层泥岩类型

在番禺 27-1-1、番禺 33-1-1 井中（图 2-3-11F），砂岩向上逐渐变粗，上部为均匀块状砂岩层，砂岩占 70～80%，生物碎屑丰富。自然伽马曲线有由下部的反韵律层向上过渡到加积的特点，为河流带来的泥砂在河口附近受到波浪的搬运、改造，在离岸较近地区形成的沿岸砂坝（堡坝）。

(6) 堡坝—滨湖沉积环境　珠海组上部沉积期，由于波浪和潮汐作用，惠州凹陷南部至东沙隆起北部地区发育较多堡坝，这些堡坝与弯曲的海岸形成了大片泻湖区，沉积了具有水平层理或小型交错层理的坝砂岩和泻湖相泥岩，含植物化石碎片或煤线。砂岩为钙质或高岭土质胶结。自然伽马曲线表现为反韵律、低值特征，而泻湖相泥岩为中厚层或薄层高值特征。

(7) 陆棚沉积环境　岩性为灰、灰绿色泥岩夹泥质粉砂岩、粉砂岩和砂岩。由于物源区影响，砂岩层厚度变化大。含丰富的有孔虫、超微及甲藻等海相生物化石。泥岩自然伽马曲线为中等幅度，平头状，而砂岩一般为反韵律的滨外坝（图 2-3-11F）。

(8) 生物礁滩沉积环境❶　从早中新世开始，在神狐暗沙隆起及东沙隆起发育了大面积台地石灰岩，由于这些浅水区离物源区远，加之气候温暖，适于珊瑚礁生长，发育了大量生物礁滩。仅东沙隆起不完全统计，其生物礁滩达 59 个，总面积可达 1939 平方公里。

根据钻井资料分析，本区生物礁滩主要存在台缘礁相、生物礁相、泻湖相及台内斜坡相。这些不同的相带，在生物组成、岩石学特点及电测曲线上均有较大差异。

1）生物组成特征：在已揭露的生物礁滩石灰岩中，生物门类繁多，主要有红藻门、绿藻门、原生动物门、海绵动物门、腔肠动物门、苔藓动物门、腕足动物门、软件动物门、节

---

❶卢广智等，"珠江口盆地东沙隆起构造、沉积演化及油气藏形成条件"，1987。

肢动物门及棘皮动物门等十大门类。其中以红藻门的珊瑚藻科、原生动物门中的有孔虫纲、腔肠动物门中的珊瑚科、海绵动物、苔藓虫及棘皮动物等最为常见，含量也较丰富。

由于生物门类、数量及发育程度与沉积环境有很大关系，所以，不同的沉积相带具有不同的生物组合，几种主要生物与沉积相带特征见表 2-3-4。

表 2-3-4　几种主要礁相生物特征表

生物种类 \ 相带 / 代表井	台缘礁相	生物礁相	泻湖相	台内斜坡相
	流花 4-1-1 井	流花 11-1-1A 井	流花 11-1-2 井	陆丰 15-1-1 井
珊瑚藻	以石叶藻及中叶藻为主,一般含量为 45～50%,最高可达 80%	属种较多,一般含量为 30～40%	种类少,一般含量为 30～40%,化石保存不好,呈碎片状	属种较泻湖相略丰,一般含量约 30～40%,部分为碎屑状
珊瑚	含量丰富,一般含量为 30%	局部有分布	无	无
海绵	局部有分布,最高含量 20%	局部见有碎片	无	无
苔藓虫	分布普遍,含量一般约 5%	分布较普遍,但含量少,部分呈碎片状	含少量碎片	局部富集成层
有孔虫	种类丰富,含量一般约 10%	种类丰富,含量一般约 15%	种类单一,含量丰富,一般为 25%,高者达 45%	种类少,含量一般约 15%

2）岩石学特点：生物礁滩的岩石类型多种多样，主要有粘结岩、颗粒岩、泥粒岩和粒泥岩四大类型，但颗粒岩极少见。

粘结灰岩主要由珊瑚藻组成，并包缠珊瑚、海绵、苔藓虫等生物以及其他颗粒形成皮壳状、不规则之结核状，缠绕个体大者可达 8～10 厘米，藻架间多为泥晶充填，局部见具 2～3 个世代的亮晶胶结物。此类岩石多呈块状体，是生物礁相中最主要的岩石类型（图 2-3-12A）。

珊瑚藻粒泥、泥粒灰岩，主要为枝状、节状及壳状珊瑚藻，常见苔藓虫、棘皮、珊瑚、有孔虫等生物，化石保存一般较完整，颗粒间多为泥晶方解石充填。这是礁滩相带中常见的岩石类型（见图 2-3-12B）。

珊瑚粒泥、泥粒灰岩，为枝状、块状群体珊瑚，一般保存完整，保持原始的生长状态，重晶石常常破坏其内部结构，体腔一般未充填或半充填。常见珊瑚藻、海绵、苔藓虫、有孔虫等生物，为礁相带中的主要岩石类型（图 2-3-12C）。

珊瑚藻屑泥粒灰岩，主要为珊瑚藻，含丰富的有孔虫，并常见苔藓虫、棘皮等生物。颗粒间为泥晶、微晶方解石充填（图 2-3-12D）。

另外，还有生物碎屑粒泥、泥粒灰岩和有孔虫粒泥、泥粒灰岩，它们是生物滩、泻湖及



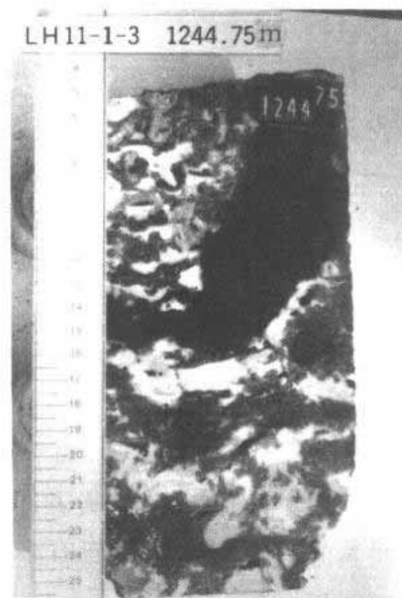
A．珊瑚藻粘结灰岩



B．皮壳状珊瑚藻泥粒灰岩



C．珊瑚泥粒灰岩



D．珊瑚藻屑泥粒灰岩

图 2-3-12 生物礁滩主要岩石类型图(岩芯照片)

台内斜坡相区的常见岩石类型。

3）电性特征：在生物礁滩发育井段，不但进行了常规测井，而且还进行了地层倾角测井和地层微扫描测井。

常规测井中的自然伽马曲线显示为低值，略呈起伏。但泻湖相带由于泥质含量增加，泥岩夹层增多，所以自然伽马的绝对值较高，曲线高低起伏较大。

生物礁滩相地层在地层倾角测井资料处理的蝌蚪图上表现为不规则的杂乱状，而泻湖相

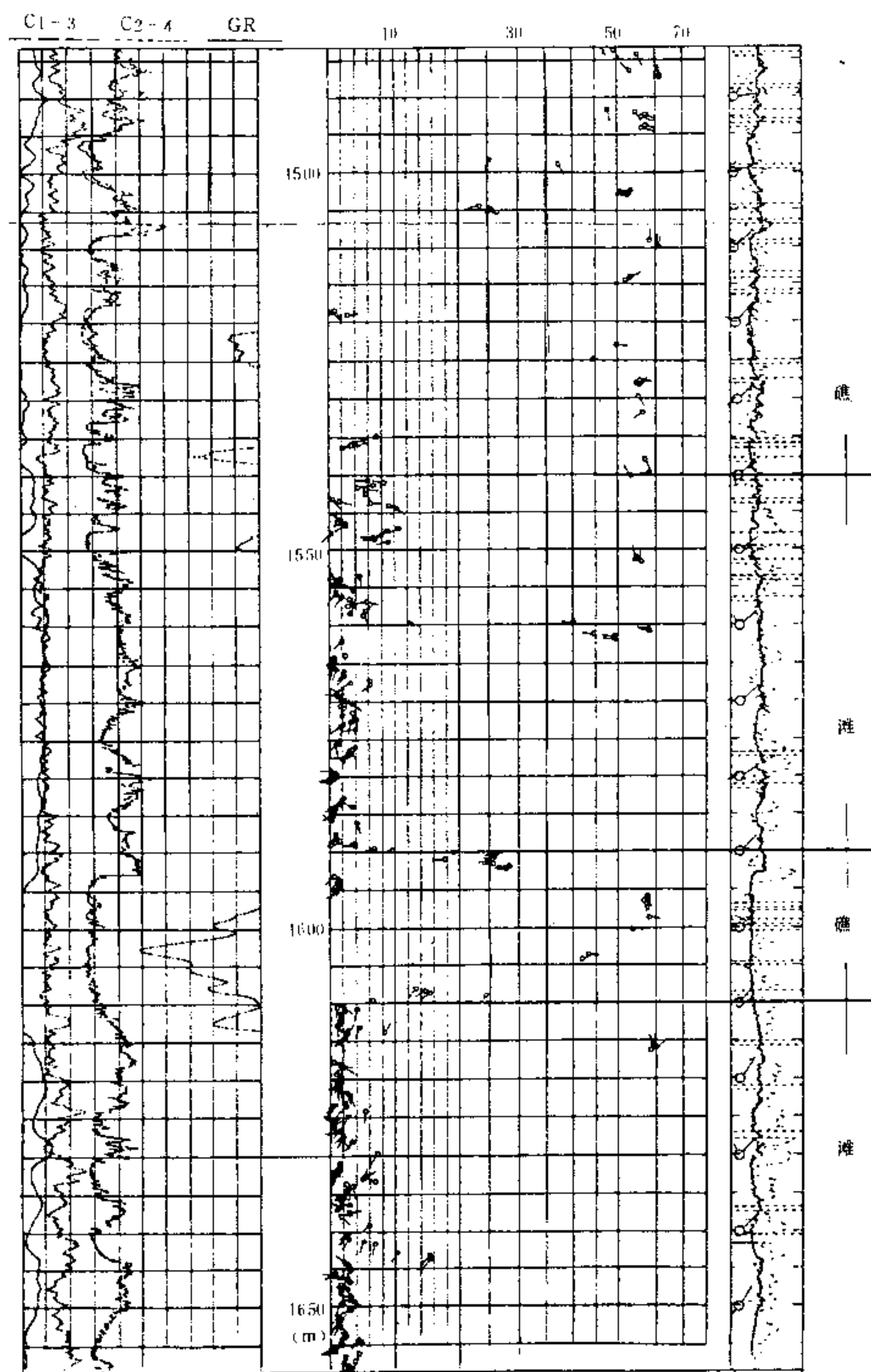


图 2-3-13　礁滩的倾角矢量特征图（流花 4-1-1 井）

地层却具有层状特点（图 2-3-13）。

在微扫描测井曲线处理的图像上表明，礁灰岩图像呈团块状，黑白团块大小不一，形状极不规则，反映了本区以珊瑚、红藻为主的孔、洞型储集特征。而滩相灰岩图像呈斑点状，

白色斑点呈次圆或椭圆形，分布较均匀，这反映了有孔虫及生物碎屑组成的孔隙型特征。在泻湖相石灰岩中，黑白相间，呈条带状，反映了具有规则层理的特征。同时，图像还清晰地反映了垂直裂缝及生物钻孔。

4）微相划分　生物礁滩的微相划分比较复杂，由于各井所处的位置不同，其单井微相划分也有较大差异。现以惠州 33-1 生物礁为例进行划分。

惠州 33-1 生物礁位于广海盆地石灰岩相区内，按其形态和所处的古地理位置确定为塔礁，可分为礁顶、礁核、礁基三个亚相共六个微相（见图 2-3-14）。

礁顶亚相：以珊瑚藻礁为主，岩石主要为壳状及薄壳状珊瑚藻为主的泥粒灰岩；常见有孔虫，粒间为泥晶方解石充填。

礁核亚相：从上到下可划分为四个微相。

①海绵珊瑚礁微相：主要为海绵珊瑚泥粒灰岩、次贝壳状及节状珊瑚藻泥粒灰岩、海绵及群体珊瑚，含量达 60%以上，为泥晶方解石充填。

②珊瑚藻礁微相：以壳状、节状及结核状珊瑚藻为主要颗粒成分，粒间为亮晶胶结或泥晶方解石充填。

③海绵、藻礁微相：以海绵、珊瑚泥粒为主，次为节状珊瑚藻泥粒灰岩。珊瑚藻呈纹层状隆起生长。

④珊瑚藻礁微相：为壳状及节状珊瑚藻组成的泥粒灰岩，珊瑚藻含量达 70%以上。

礁基亚相：以有孔虫珊瑚藻礁为主，含丰富的壳状、节状及结核状珊瑚藻及大有孔虫。

2.地震地层学研究

（1）地震层序划分　地震层序是地震地层学研究的基本单元，它为一组整体、连续、成因上有联系的地层组成。在时间剖面上是一套连续的反射波系，顶底界面为不整合、假整合或为可以与之对比的整合面。从地质角度看，成因相同的沉积层理面可以认为是等时的，不整合面才是真正具有地质意义的地层时间界面，它代表了重要的地质事件的沉积间断。

根据地震反射终止方式（顶削、顶超、上超、下超或与之有关联的整合面），钱光华等在 1981 年把珠江口盆地新生代地层划分为六个地震层序和四个地震亚层序。前者相当于“组”一级地层单元，后者相当于“段”一级地层单元。地层、地震层序及地震层间关系见表 2-3-5。各层序顶底界面与地震反射特征见表 2-3-6。

1984 年，南海东部石油公司在详细研究珠二坳陷的地震资料以后，应用地震层序划分的基本原理，把地震 T_5 反射层—基底之间的地层划分为十二个地震层序界面，并把 T_5 反射层命名为 50 号层，T_6 反射层为 54 号层，T_7 反射层为 57 号层，T_8 反射层为 60 号层，基底仍用 T_g 表示。

随着珠江口盆地的进一步勘探，特别是由于钻井资料的日益积累，原地震地层学的研究已不能满足形势发展的需要。1985 年，南海东部石油公司研究所在原地震地层学研究的基础上，又一次对珠江口盆地进行了 T_4 反射层—基底的大面积地震地层学研究。根据地震反射层间关系，结合钻井资料分析，把 T_4 反射层—基底间的地层划分为八个地震层序（表 2-3-7）。

（2）海平面相对变化分析　1981 年，南海西部石油公司❶在详细研究 1608 地震测线以后，编制了晚第三纪海平面相对变化周期曲线（图 2-3-15）。这反映了珠江口盆地晚第三

❶据钱光华等。

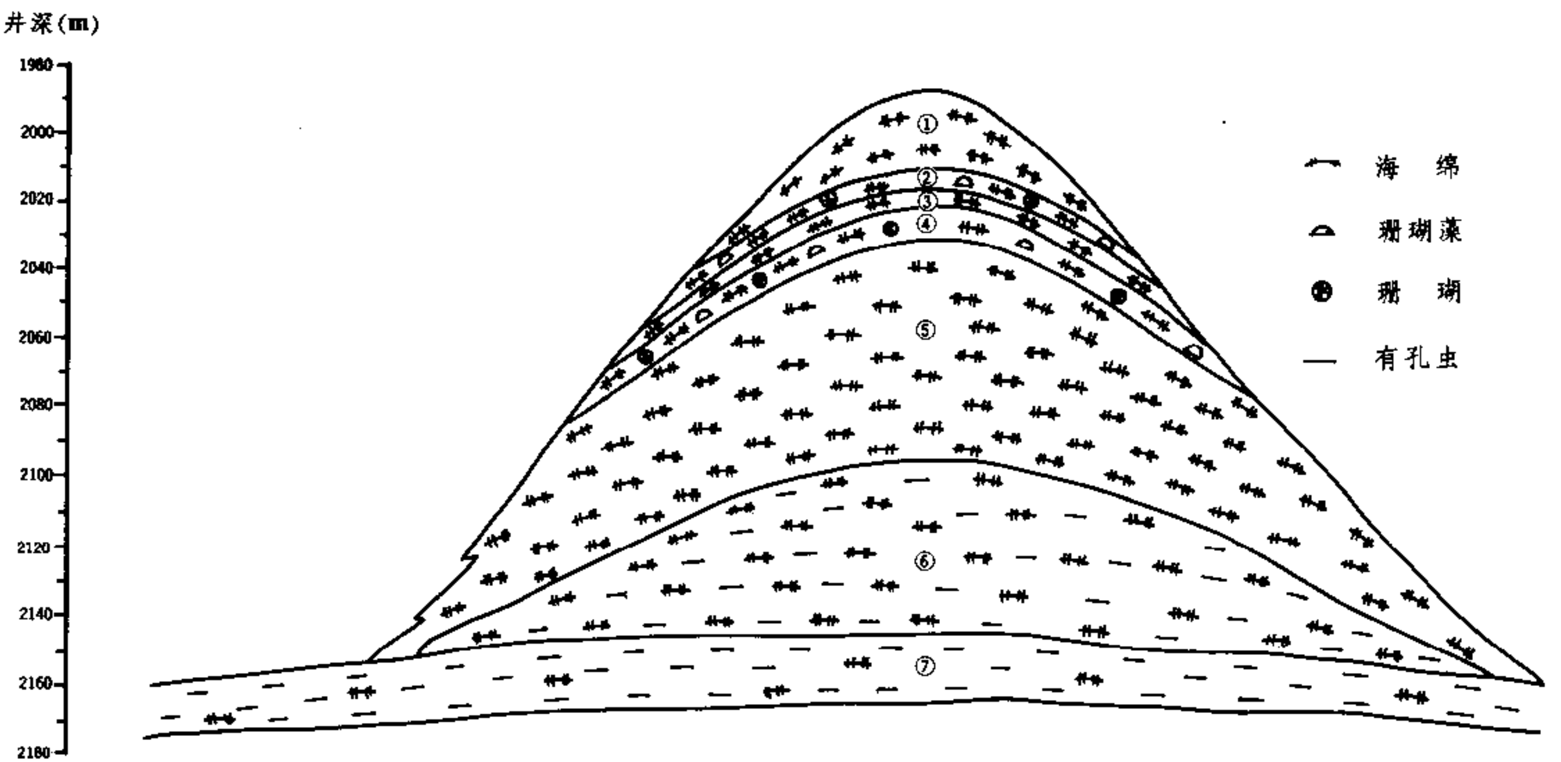


图 2-3-14 惠州 33-1 礁微相剖面示意图

礁顶亚相：①—珊瑚藻礁微相；

礁核亚相：②—海绵—珊瑚礁微相；③、⑤—珊瑚藻礁微相；④—海绵—藻礁微相；

礁基亚相：⑥有孔虫—珊瑚藻礁微相；⑦有孔虫微相

表 2-3-5　地层与地震层序表

地层系统			地震反射层	序列	亚序列	地质年代（百万年前）
第四系—上第三系	第四系 上新统	第四系、万山组		Ⅵ		
			T_1			
	中新统	粤海组		Ⅴ		
			T_2			11
		韩江组		Ⅳ	IV_2	
			T_3			13
					IV_1	
			T_4			16.6
		珠江组		Ⅲ	III_2	
			T_5			19
					III_1	
			T_6			24
下第三系	渐新统	珠海组		Ⅱ		
			T_7			
	始新－古新统			Ⅰ		珠江口盆地未钻达按邻区资料推断
			T_8			
前第三系						

纪海平面相对升降的特征。每个相对升降变化的三级周期，都表现了海平面由缓慢上升到静止，再迅速下降的不对称性。海平面的最低点为早中新世，最高点为中中新世，与全球海平面相对变化曲线对比，表现出相似性。并确定出中间层序的地质时代。

同时指出，下第三系在珠江口盆地为河湖沉积环境，不能利用海平面升降曲线作地质年代的估算，只能按上覆层年代结合层序关系推算。

1984 年，南海东部石油公司❶在研究珠二坳陷时，选择了凹陷深、地层全、深浅层反射较好、接触关系清楚的 1479 测线，在通过番禺 27-2 凹陷部分做了地震反射 T_5 层以下地层海平面相对变化分析，编制了海平面相对变化曲线（图 2-3-16）。并指出，50 号层（T_5 反射层）以下发生了三次较大的海平面升降，将本区分为四期海平面上升的超周期。在前三次超周期里又各有几次振荡性的海平面变化周期。三次较大的海平面下降以 57 号层（T_7 反射层）为最大。

❶据朱乃龙等。

表 2-3-6 各地震层序顶底界面及反射特征表

地层 系	统	项目	地震反射层	层序	亚层序	顶底间地震反射特征	典型剖面
	第四系—上新统	第四系—万山组	T_0 — T_1	Ⅵ		T_0 为海底，陆坡边缘可见削蚀现象。底界全区基本可以连续追踪，超覆明显，一般呈双相位，频率约 40Hz，其上为弱反射	1329
第四系—上第三系	中新统	粤海组	T_1 — T_2	Ⅴ		底界连续性好，存在上超、下剥表征，一般呈两个相位，高频约 40Hz，半深区，底界以上呈波状反射	1362 1824
第四系—上第三系	中新统	韩江组	T_2 — T_3	Ⅳ	Ⅳ 2	底界在构形特征区为下伏斜层推进之顶，呈两个强相位，频率仍在 40Hz±，局部见上超现象（珠三坳陷明显）	1464
第四系—上第三系	中新统	韩江组	T_3 — T_4	Ⅳ	Ⅳ 1	底界连续性较好，一般为双相位，珠一坳陷局部达 4-5 个相位（1824），全区能连续追踪，上超、下剥明显，频率约 28Hz，在斜层结构发育区，为斜层反射底界或其下 2-3 相位	2390 1680
第四系—上第三系	中新统	珠江组	T_4 — T_5	Ⅲ	Ⅲ 2	底界连续性强，全区可连续追踪，常以复波形式出现，在两个强相位间有一小波峰，频率平均 28Hz，盆地东南部，能量特强，其上为平行弱反射层，局部见上超下剥现象	1464 1680
第四系—上第三系	中新统	珠江组	T_5 — T_6	Ⅲ	Ⅲ 1	底界为明显侵蚀反射界面，频率约为 33Hz，其上为大套平行反射层，其下为微倾斜层，为明显不整合面。是礁体发育的主要时期	1464
下第三系	渐新统	珠海组	T_6 — T_7	Ⅱ		底界上超下剥明显，频率在 20Hz 以下，其上为微倾斜反射，其下为中等斜率反射	1320 2348
下第三系	始新-古新统		T_7 — T_g	Ⅰ		底界为强反射界面，且凹凸不平，其下为大斜率层，或无反射空白区（中生界花岗岩），基底层速度 >4500m/s	1176 1824
前第三系							

① 始新-古新统珠江口盆地未钻达，按邻区资料推算。

表 2－3－7 地震层序与地层关系对照表

地质时代			地层	地震反射层	地震层序
晚第三纪	上新世		万山组		
				T_1	
晚第三纪	中新世	晚	粤海组		
				T_2	
晚第三纪	中新世	中	韩江组		
				T_4	
晚第三纪	中新世	早	珠江组		珠江组上部层序
晚第三纪	中新世	早	珠江组		珠江组下部层序
				T_5	
早第三纪	早中新－晚渐新世		珠海组		珠海组顶部层序
				T_6	
早第三纪	渐新世		珠海组		珠海组上部层序
早第三纪	渐新世		珠海组		珠海组下部层序
				T_7	
早第三纪	渐新世－始新世		恩平组		恩平组上部层序
早第三纪	渐新世－始新世		恩平组		恩平组下部层序
				T_8	
早第三纪	始新世		文昌组		神狐－文昌组层序
				T_9	
早第三纪	未定		神狐组		神狐－文昌组层序
				T_g	

根据本区海平面变化与全球海平面变化对比，认为本区上、下第三系界线应划在靠近 T_5 反射层的 52 号层。

但是，有人认为，根据钻井资料分析，T_7 反射层以下地层主要为陆相沉积，特别是 T_8 反射层以下，湖盆分割性强，所作出的海平面相对变化曲线实际上是水平面相对变化，能否与全球海平面相对变化曲线对比，这还是个值得探讨的问题。

南海西部石油公司研究院对文昌凹陷进行地震地层学研究以后，作出了珠江口盆地西部海平面相对变化曲线。从图上看出，它与世界性的海平面相对变化曲线也基本相似。

(3) 特殊地震反射形态及其地质解释　地震反射特征，如振幅、频率、丰度和连续性，它往往反映了沉积物在纵向和横向上的变化。此外，在大量的地震反射剖面中，往往存在一些特殊的地震反射形态，这些特殊的反射形态总是发生在一些特殊的沉积背景下，因而它更具有指相意义。

1981 年，石油工业部珠江口盆地油气资源评价组对不同的地震相进行命名，对其地震相参数、反射结构、边界关系等进行了详细描述，并进行了沉积环境解释（表 2–3–8）。同时，还对四类八种特殊的地震反射形态进行了描述。

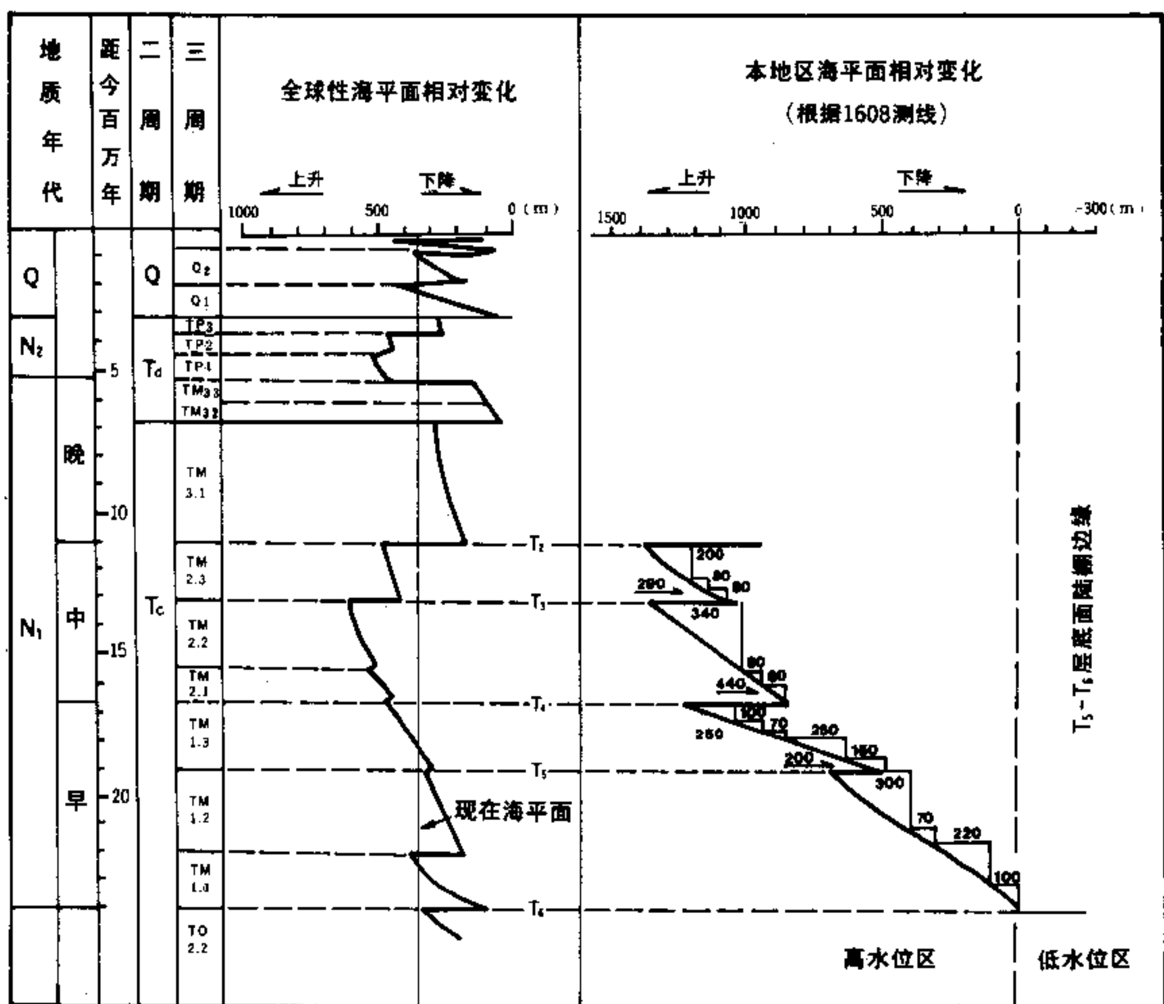


图 2-3-15　珠江口盆地与全球性海平面相对变化比较图（一）

1985 年，南海东部石油公司研究所又把特殊的地震反射形态划为七类十种，并根据它们所处的构造位置、平面组合方式分别作出了不同的地质解释。

1）前积结构　地震反射层的下超，代表携带沉积物的水流在一定方向上的沉积作用。地震反射的前积结构也就是水流携带沉积物，在向前推进过程中由前积作用形成的一种反射结构。但由于水动力条件不同，其前积结构也有不同类型。

A.斜交前积结构

这种前积结构与地震层序顶面为顶超或视顶超；与底界面以较高角度的斜层（一般大于 10°）呈下超或视下超。它代表的是高能环境下的沉积物，即是一种堆积速度比较快、能量较强、含砂量比较高的沉积环境。图 2-3-17A 为沿三角洲走向剖面。在珠江组反射层内，有一组反射能量强、连续性较好的斜交前积层，最远一个下超点往往指示了三角洲前缘最远的边界；而上倾方向的顶超点，指示了河流入水的边界（即海岸位置）。

B.S 型前积结构

S 形前积结构是弱振幅、高连续性的斜层反射，其斜层与底界面的角度一般较小（小于 10°），与顶界面的关系一般难于见到像斜交前积结构那样明显的顶超现象，而是与顶界

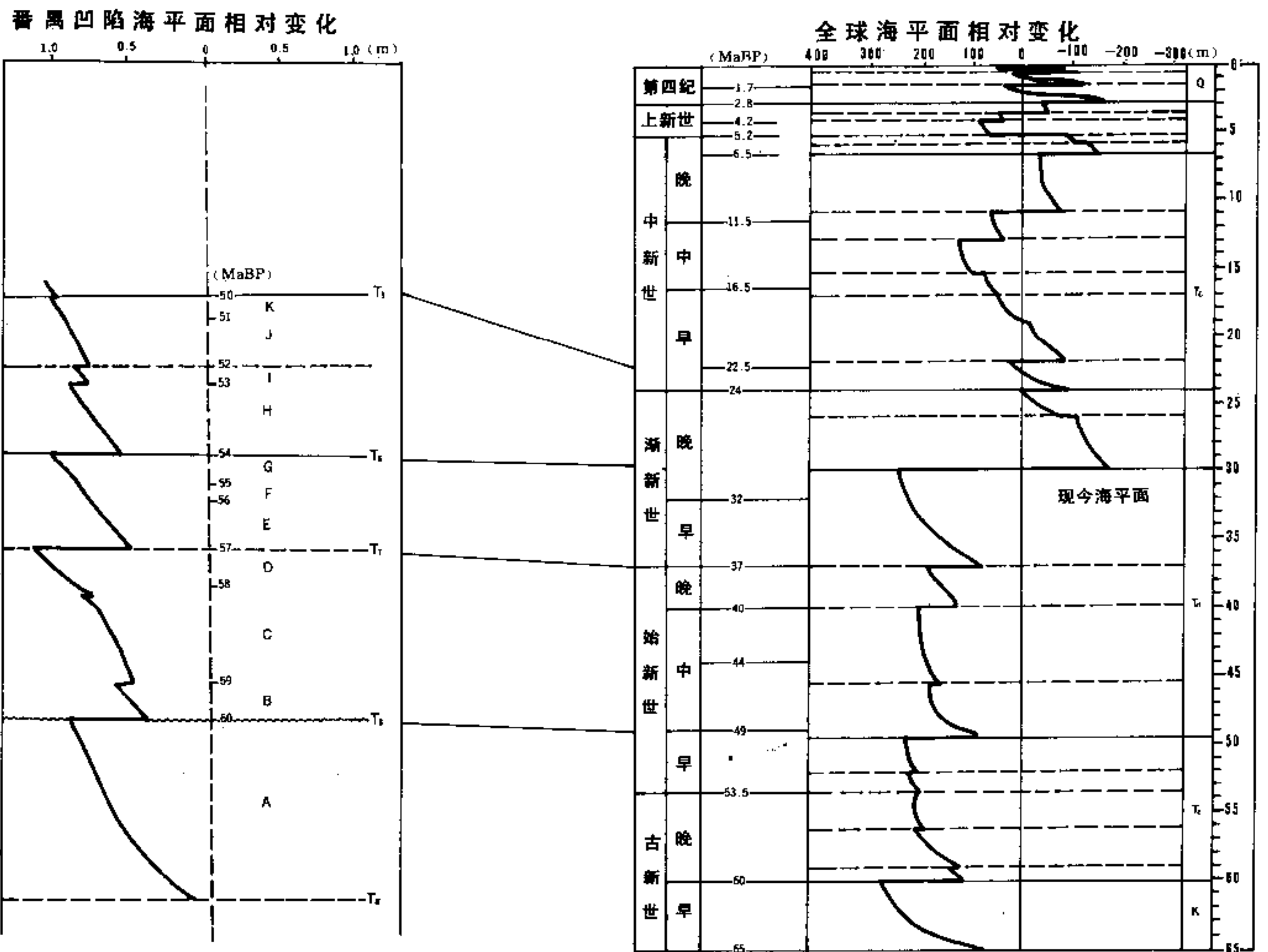


图 2-3-16　珠江口盆地番禺地区早第三纪与全球海平面相对变化比较图（二）

表 2-3-8 地震相特征表

地震相命名	沉积环境	标准相	相单元外形	边界接触关系	反射结构	地震相参数			
						振幅	连续性	频率	丰度
$Ⅳ_3$~$Ⅲ_3$	"岸相"沉积	洪积、冲积	楔状、凹地充填呈扇形	顶削蚀—整一底上超		弱、变	断续	中频	稀疏
$Ⅰ_3$~$Ⅲ_3$ $Ⅲ_3$	"岸相"沉积	平原河流相	缓坡楔状	顶削蚀—整一底上超、下超	亚平行	弱、变	断续	中—高	稀疏—似无反射
$Ⅱ_2$~$Ⅱ_3$ $Ⅰ_{1-2}$	"岸相"沉积	河沼、湖沼相	席状覆盖浅凹充填	顶整一底边缘微上超	平行、亚平行	中	连续—较连续	中—高	密集—较密集
$Ⅳ_3$~$Ⅲ_3$	断崖湖缘	断崖锥积	楔状扇形	顶削蚀底杂乱充填	蠕状	变	断续	变频	较密集、稀疏
$Ⅱ_3$	湖缘陡坡	水下扇	楔状扇形	顶削蚀底发散下超	发散	中	断续	中—低—变	较密集
$Ⅱ_{2-3}$	河湖交替	高能河湖交替	大范围缓坡楔形	顶似整一底上超	平行—亚平行	中	断续、较连续	中—低	稀疏、较密集
$Ⅱ_{1-2}$	浅湖(近主物源)	高能浅湖砂泥岩	湖盆充填中上部席状覆盖	顶削蚀底上超	亚平行—发散	中	断续、较连续	中—低	较密集
$Ⅲ_2$	浅湖(近次物源)	低能浅湖泥砂岩	席状湖盆充填	顶似整一局部削蚀底上超	平行—微发散	弱	较连续局部连续	中	较密集
Ⅱ~Ⅲ $Ⅱ_{1-2}$	单断湖盆	半深湖泥砂岩	盆形席状沉积	顶似整一底微上超	平行局部微发散	中	连续、较连续	中—低	较密集
$Ⅱ_{2-1}$	近岸滨海—浅海	海陆交替浅海砂泥岩	席状覆盖边缘微具缓楔形	顶整一—微削蚀、底整一局部微上、下超	平行、亚平行局部见发散或"S"形	中为主	较连续、连续	中为主、局部间高、低频	较密集、密集
$Ⅲ_1$ $Ⅲ_{1-2}$	浅海(远物源)	低能泥岩夹砂岩	席状覆盖、部分微具盆形沉积外形	顶底整一、南缘向隆起部位微上超	平行	弱	连续、较连续	中—高频	较密集—稀疏
$Ⅲ_2$ $Ⅲ_{3-2}$	海陆交替(南缘次物源区)	次物源海陆交替细碎屑岩粘土岩相	缓楔形席状覆盖	顶整一底微上超	平行—亚平行局部具斜层	弱	较连续、断续	高—中	稀疏、较密集
$Ⅱ_2$~$Ⅰ_2$	浅海岛坪区	主要为海陆交替细碎屑岩粘土岩相	席状覆盖—缓楔形	顶削蚀整一底微上超	亚平行、平行	中 局部强	较连续	高—中	稀疏、较密集
$Ⅱ_{1-2}$ $Ⅰ_{2-3}$	陆棚边缘台地、缓坡	"滩相灰岩"泥砂岩相	席状—缓楔形	顶削蚀、顶上超	亚平行、微蠕状	强	较连续、断续	中—低	稀疏、较密集
$Ⅰ_{1-2}$	浅海台地	台地灰岩粘土岩相	席状覆盖	顶整一底微上超	平行	强	连续、较连续	低—中	密集、较密集
丘形无反射相	浅海"高地"	各类礁体	丘形	上覆层披复或上超、底整一		外缘强	杂乱、断续		内部反射稀疏
$Ⅱ_2$ $Ⅲ_3$~$Ⅳ_3$	陆坡沉积	半深海偏泥钙泥相	楔状、席状	顶削蚀、底下超、整一	亚平行、斜层波状	变	断续、较连续	中、低	较密集
无反射相		侵入岩	丘形、柱状		无反射、杂乱				

1. 地震相命名仅标记一般最为主要者。

2. 地震相命名代号同地震—沉积相图图例。

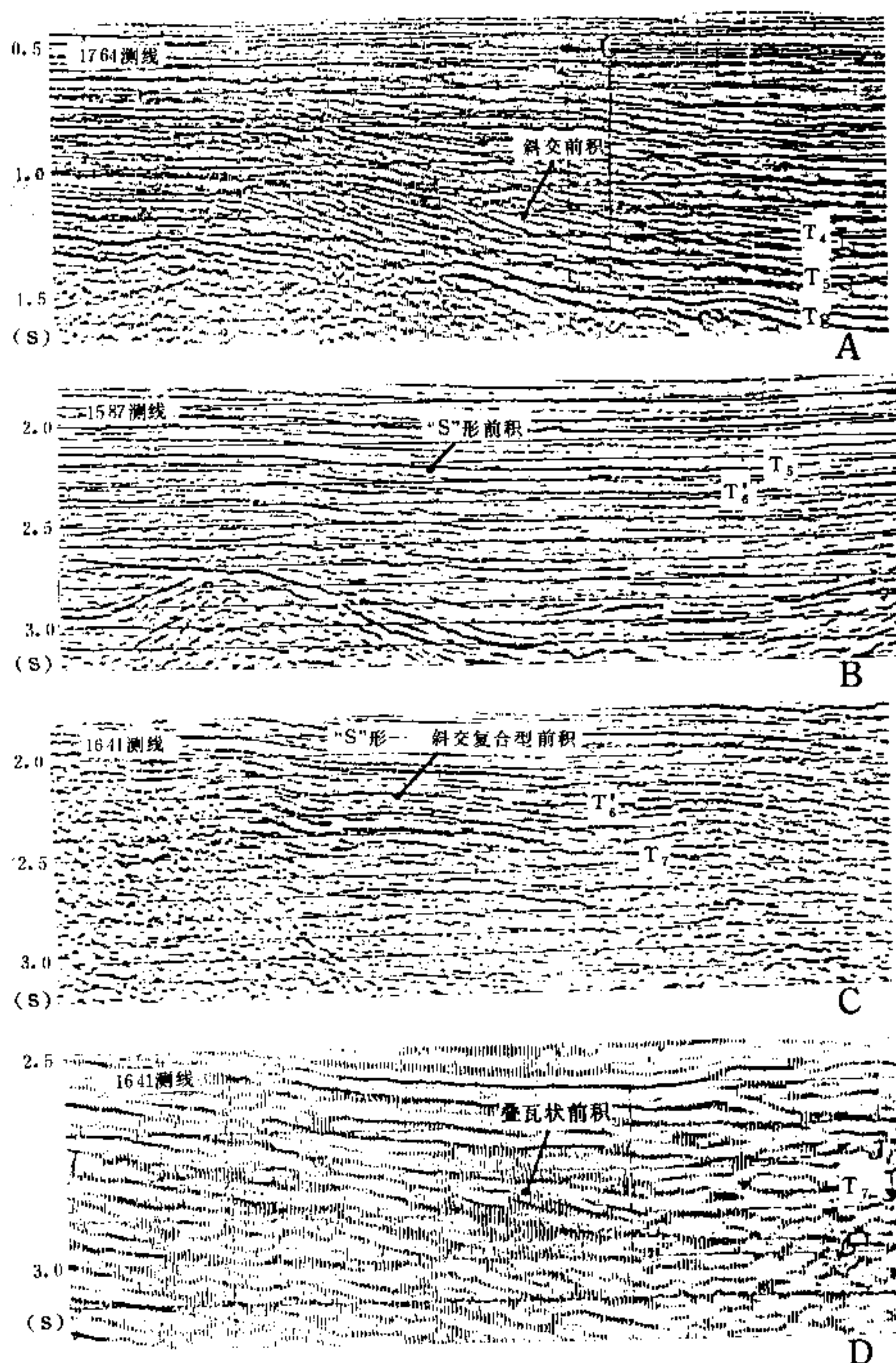


图 2-3-17　地震反射结构及特殊地质体形态图（一）

面呈整一关系，但其中段斜层呈狭长的透镜状外形。这种前积结构反映的是在低能环境下，含砂量相对偏低的一种沉积环境。图 2-3-17B，在珠海组上部层序内，有两组叠置的 S 形前积结构，代表了两个小的前积结构层序。

C.S 形—斜交复合型前积结构

这种复合型前积结构在本区不常见。它的顶界面既有平行—整一关系，也有顶超反射终

止。斜层与底界面既有高角度下超，也见有低角度下超。这两种前积结构在一个层序内交替出现，其反射振幅强弱变化，高连续性和低连续性交混在一起。图2-3-17C中，在珠海组中上部层序内，有一组S形—斜交复合型前积结构，它代表了水流强度强弱多变，沉积环境更替，含砂量时高时低的沉积环境。

D.叠瓦状前积结构

这种反射结构的特征是，在一个地震层序内为一相互平行的强—中振幅的斜层反射，首尾上下成叠瓦状，往往以视顶超和视下超与顶底界面接触，这种反射结构是在湍急水流环境里，由短期水流堆积形成的。图2-3-17D中，在恩平组上部层序内见到一组低缓角度的叠瓦状前积结构。

以上四种前积结构的上倾方向，往往是近物源的杂乱反射，而下倾方向是平行—亚平行的反射特征。所以，这种前积结构就确定了三角洲前缘的位置，而上倾方向的杂乱反射为三角洲平原或扇三角洲的河流沉积，而下倾方向的平行—亚平行反射往往为湖相或海相前三角洲泥的沉积环境。

2）平行—亚平行反射结构　这种反射结构，振幅和频率比较稳定，高连续—较连续，反射均一，产状均为水平延伸或微微向凹陷中心倾斜，外形为席状或席状披盖。这种反射结构往往在凹陷中心出现，反映了稳定、均一的湖沼相、湖相和海湾相的沉积环境（图2-3-18）。

图2-3-18A中，在文昌组层序内，凹陷中心有一平行—亚平行反射，而在凹陷边部出现杂乱反射。此种平行—亚平行反射代表了湖相泥岩沉积环境。经惠州21-1-1井证实，本组反射正好是一段厚达230米的泥岩段，此泥岩段为湖相沉积环境。

图2-3-18B中，在恩平组上段层序内，有一组平行反射结构，连续性较好，但其振幅在横向上强弱多变，这反映了湖沼相沉积环境。惠州13-1-1井资料表明，此段为一套砂泥岩互层，夹多层煤层和煤线，为湖沼沉积环境。

图2-3-18C中，在珠海组中上部层序内，有一组弱振幅、高连续的反射层，在其平行—亚平行反射层的上倾斜坡部位有两个明显的斜交前积层的下超点。所以，这种反射结构为前三角洲的海湾沉积环境。

3）发散结构　这种反射结构发育在斜坡部位，具有明显的楔状外形，向斜坡的上倾方向收敛，下倾方向发散。其顶底界面没有顶超和下超终止，均为整一关系，有时可见到波组分叉。反射振幅较强，连续性较好。往凹陷中心厚度逐渐加大。它代表了离物源较近的快速沉降和堆积，往往在上倾方向有冲积扇发育。图2-3-18D中，有一组明显的发散型反射结构，此为由于断层活动，凹陷强烈下陷所致。下倾方向指示了凹陷中心，向上倾方向迅速收敛，这是主要的物源方向。

4）杂乱反射结构　这种反射杂乱、不规则、振幅和频率变化很大、基本不连续的结构反映了在高能环境下的粗碎屑堆积环境。

本区始新世断陷湖盆的边缘及渐新—中新世海岸平原上都可见到这种反射特征。

图2-3-19A中，在恩平组下部层序内，为一组强振幅、断续的杂乱反射，它代表了辫状河沉积环境。通过番禺33-1-1井分析，此段发育厚层状砂岩，含量高达70%以上，实为辫状河环境。图2-3-19B中，在大断层下降盘见一楔状反射外形，其内部为强反射的波状、槽状杂乱反射。堆积物向物源方向增厚，而向凹陷中心减薄，它代表了扇环境。通过海丰33-3-1井分析，此段为一套砂泥岩混杂的冲积扇岩性组合。

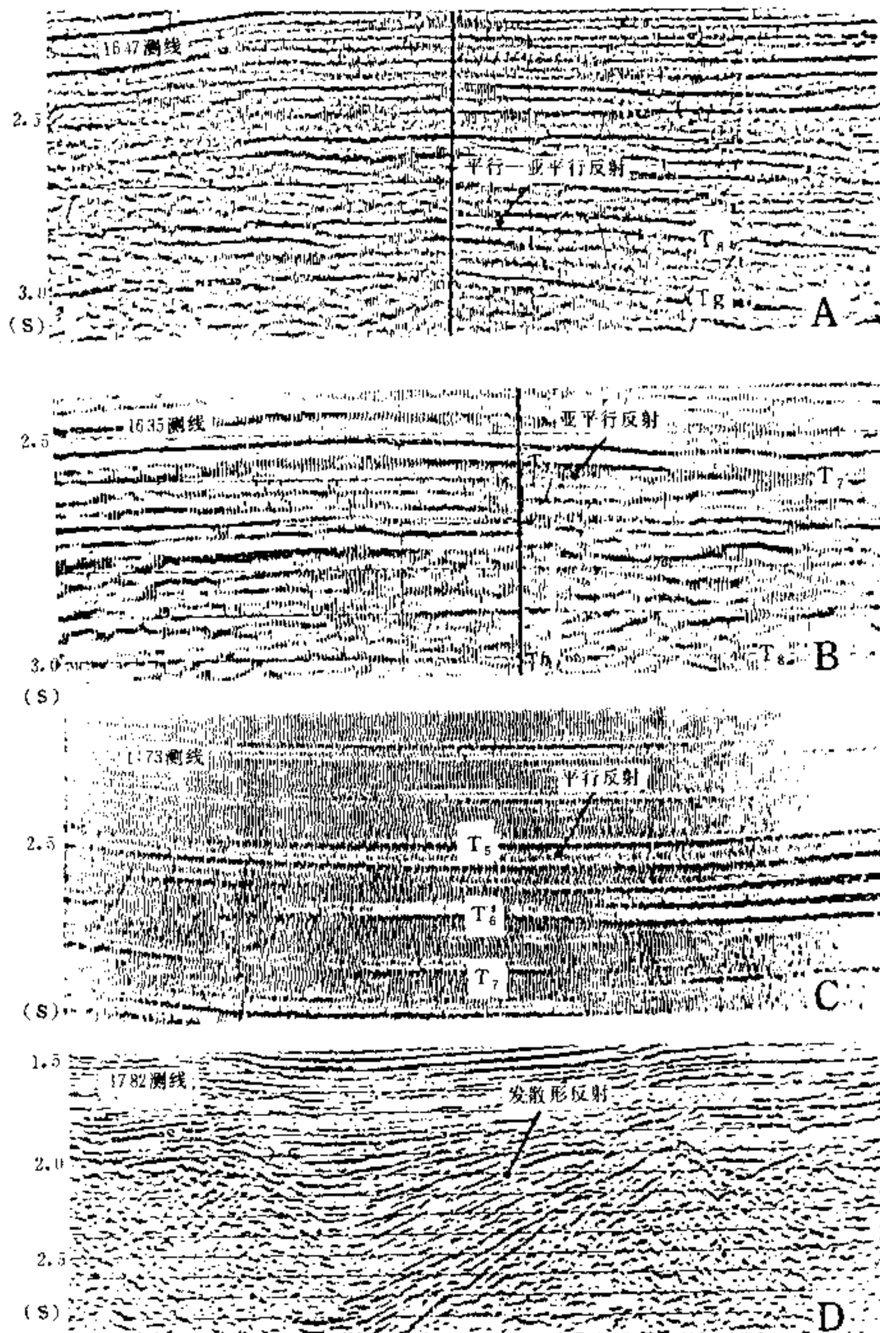


图 2-3-18 地震反射结构及特殊地质体形态图（二）

5)"U"字形反射结构　这种反射结构在地震剖面上往往见一平顶或稍向上凸，底部下凹的似透镜状反射结构，底面往往切割下伏平行或亚平行反射层；而顶界面有不明显超覆现象，内部为无反射或杂乱反射充填。这种结构常常是出现在横切或斜切河道的地震剖面上。在渐新统下部层序内见有较多这种"U"字形反射结构。图 2-3-19C 中，在珠海组下部层序内见一顶界面为弱反射，底界面向下凹，并与顶界面呈顶削接触关系，内部无反射，此为河道的反射结构。

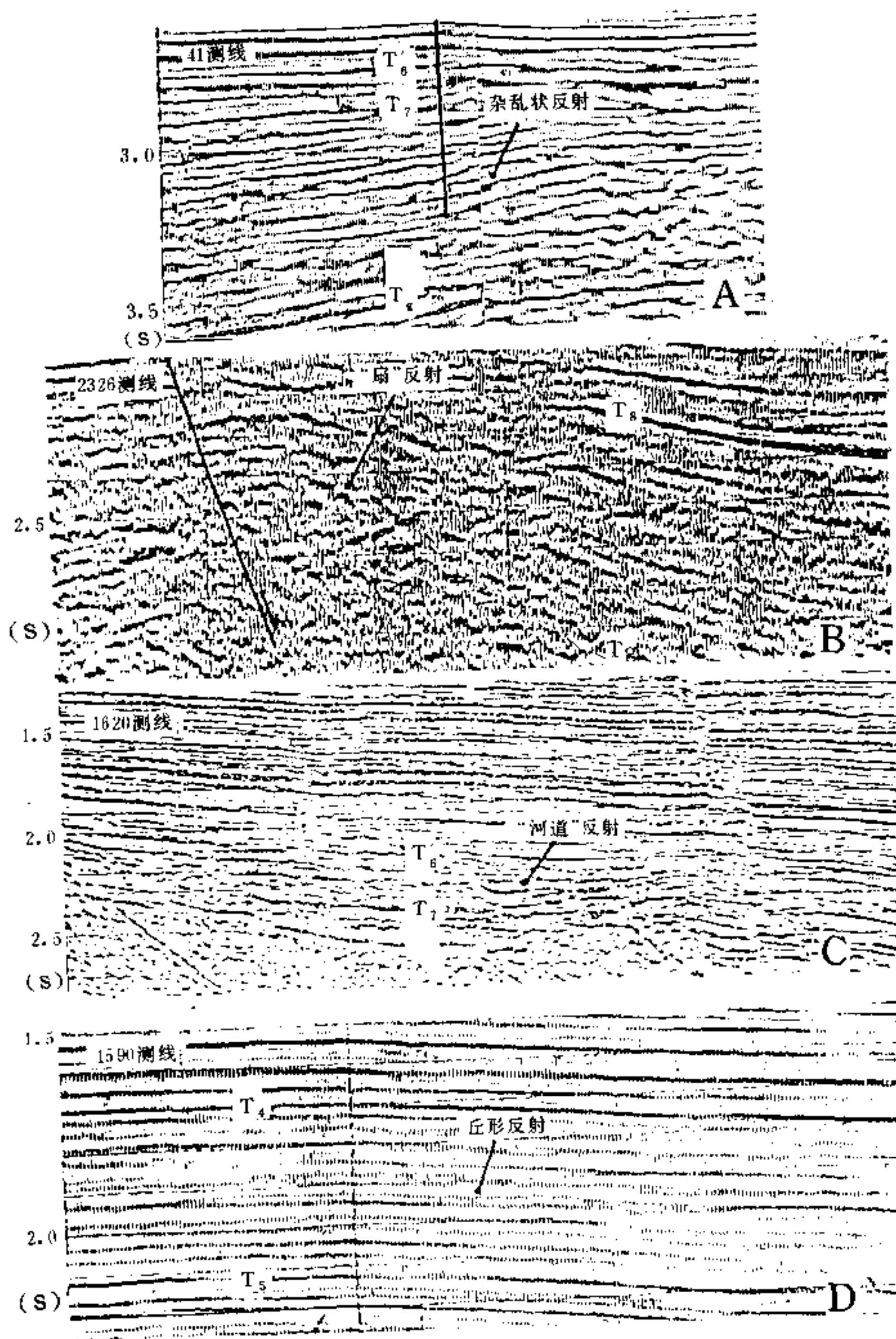


图 2-3-19　地震反射结构及特殊地质体形态图（三）

6）丘形反射结构　这种反射结构以特有的几何形态及内部反射特征与周围地层反射呈明显的不协调关系。一般底部较平，顶部呈弓形，与底界面有明显的双向下超，内部反射不规则，振幅可变。它一般发育在凹陷的中心部位或斜坡部位。由于它所处的构造位置不同，所表现的沉积体也不同。如紧邻断层下降盘的垮塌扇、斜坡部位的冲积扇、三角洲的朵叶体、凹陷部位的水下扇和浊积扇等。图 2-3-19D 中，在珠江组层序内的斜坡部位见一弱反射、高连续性的狭长形似丘状反射，它代表了三角洲前缘的一个朵叶体。

图 2-3-20A 中，在文昌组层序内，紧邻大断层下降盘有一似丘状反射体，上覆层明显超覆在顶界面上，向断层方向增厚，而向凹陷中心则逐渐减薄，内部反射强且杂乱，为一垮塌冲积扇。图 2-3-20B 中，在 1362 测线上见一丘状反射体，丘状体的顶界反射清楚，其内部和底界反射零乱，并切割强反射界面，这为火山岩侵入体。图 2-3-20C 中，在珠江组下部层序内，明显见有一丘状反射体，其内部无反射或反射零乱，礁底反射清晰可见，礁顶两边的地层见明显上超点。

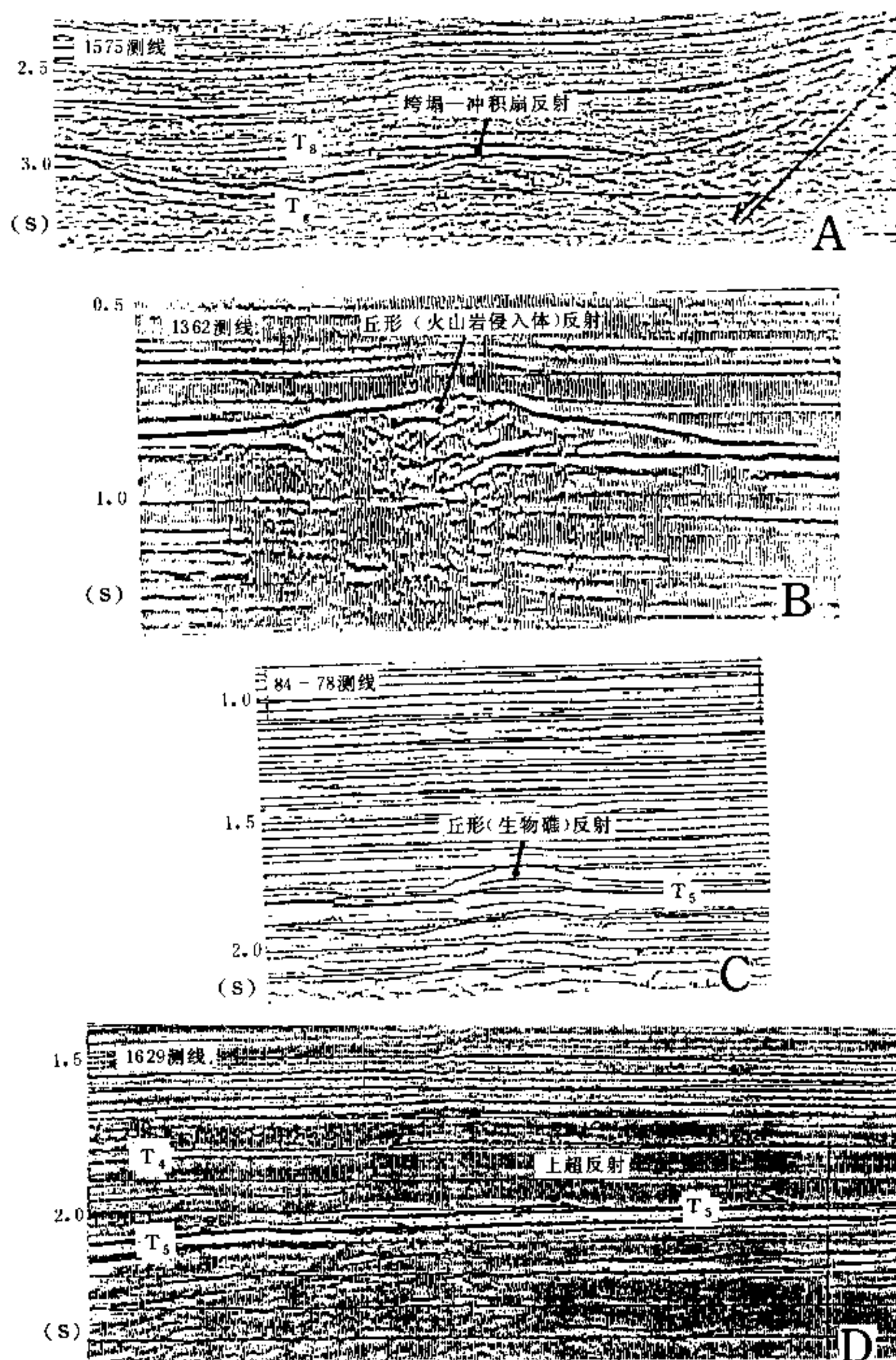


图 2-3-20　地震反射结构及特殊地质体形态图（四）

7）上超反射　图 2−3−20D 中，T_5 反射层之上见有层层上超的反射特征。说明东沙隆起的倾没端在 T_5 层沉积后有短暂时期的抬升，造成局部水退，然后下沉接受沉积，其上的沉积物为海侵加大，海水重新漫过台地，形成层层上超现象。

二、各组段沉积相概述

地质部南海地质调查指挥部，在珠江口盆地北坡珠 1—珠 7 共 6 口井所获资料的基础上，做了古生物、岩矿特征、电性特征、沉积构造、沉积韵律特征等分析，对珠江口盆地新生代地层的沉积特征得出了以下认识。

珠海组、珠江组应属海陆过渡相—海洋三角洲复合体沉积环境。可能包括分流间半咸水海湾沉积、潮间带沉积、分支河口沙坝、三角洲前缘、三角洲平原上的泥沼沉积等，河流作用较强。

韩江组和粤海组中下部主要为海陆过渡相—滨海—河口沉积环境，海相性较强，但受河流影响。

粤海组上部及万山组为浅海—滨海相沉积环境，由岸向海，水体逐渐加深。

1981 年，南海东部石油公司认为，渐新世以前，沉积作用表现为物源多、路途短、分隔强的复杂情况。直至渐新世中晚期，水域不断扩大，才形成以万山、东沙、西沙和神狐暗沙等隆起为主体的多物源供应系统。从全区相带分布来看，水体有自东北向西南加深的趋势，依次出现平原河流相（盆地东北角）、浅海相（珠一坳陷）、半深水湖相（珠二、三坳陷）。同时，在河湖之间出现大面积河湖交替沉积环境（图 2−3−21A）。

珠江组下段（$T_5 \sim T_6$）：早期，仍具有内陆湖盆性质，随后在西南部、南部的神狐暗沙、西沙和东沙等隆起的低部位形成海水北侵的通道，从而发展为半封闭海盆（图 2−3−21B）。此段主要有岸相沉积、海陆交替—浅海砂泥岩相、浅海偏泥相、次物源边缘相带及半深海偏泥—钙泥相。

珠江组上段（$T_4 \sim T_5$）：沉积类型与下段基本相似，只是晚期沉积范围进一步扩大，岸线北移，西南与莺歌海基本连片，东南则与台湾西南盆地连成一体；神狐暗沙隆起全部没入水下，东沙隆起也仅有局部高地露出水面，因此具有开阔海性质（图 2−3−21C）。此段主要包括岸相沉积、海陆交替—浅海砂泥岩相、浅海偏泥相、浅海台地相、半深海偏泥、钙泥相。

韩江组（$T_2 \sim T_4$）：总的趋势是海平面不断上升，使岸线北移；东沙隆起全部没入水下，形成开阔海域。东沙和神狐暗沙隆起南侧坡度突增形成陆坡，而其以北为广大浅海陆棚区（图 2−3−21D）。此段主要有岸相沉积、海陆交替—浅海砂泥岩相、浅海偏泥相、浅海台地偏泥相（间夹生物灰岩）和半深海沉积。

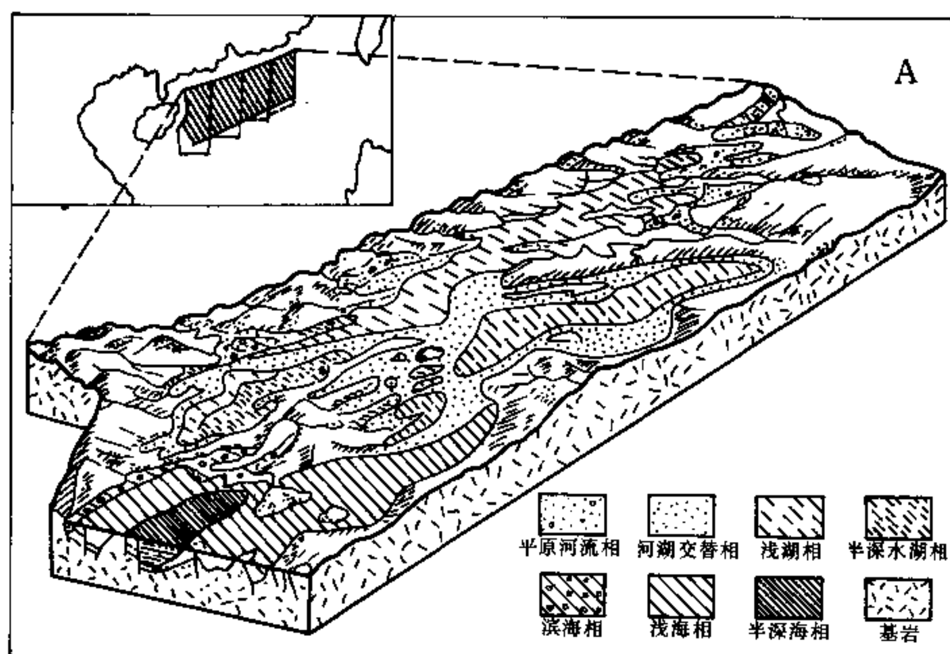
1985 年，南海东部石油公司研究所在前人研究的基础上，根据单井相研究和地震地层学研究成果，对各组段沉积环境提出了新的认识。

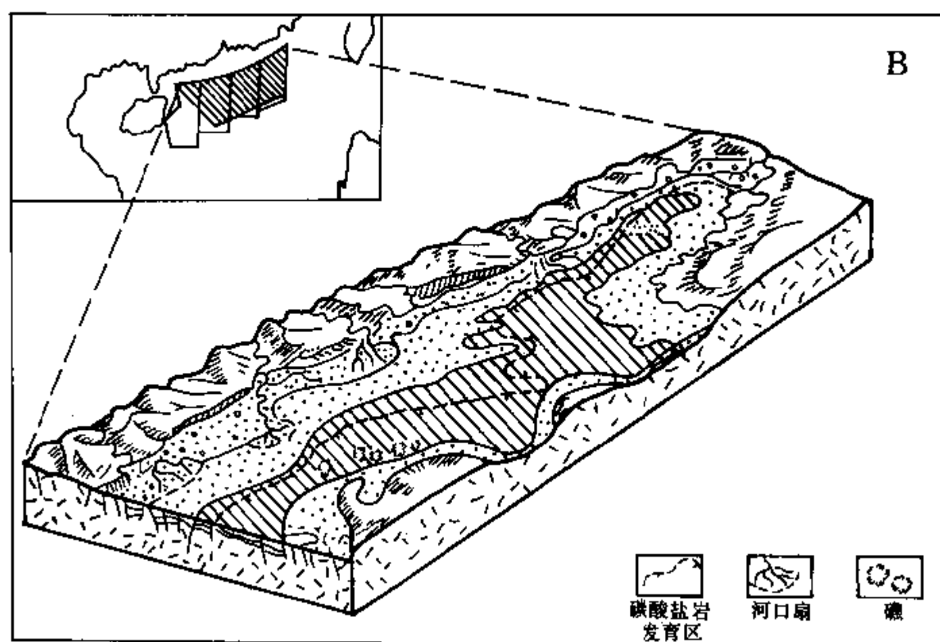
1.始新统—渐新统（$T_g \sim T_7$）

早期断陷充填沉积—中期稳定下降沉积—晚期成沼泽环境，然后遭受剥蚀，形成一个大的完整沉积旋回。

（1）神狐组　断陷盆地早期洪积—冲积环境，伴随有火山活动。

中生代末期，万山隆起、神狐暗沙、一统暗沙隆起与东沙隆起基本形成一个毗邻的山区，山间发育着若干个小型断陷盆地。早期地形高差大，风化剥蚀强烈。因此，在这些山间


A
平原河流相
河湖交替相
浅湖相
半深水湖相
滨海相
浅海相
半深海相
基岩


B
碳酸盐岩
发育区
河口扇
礁

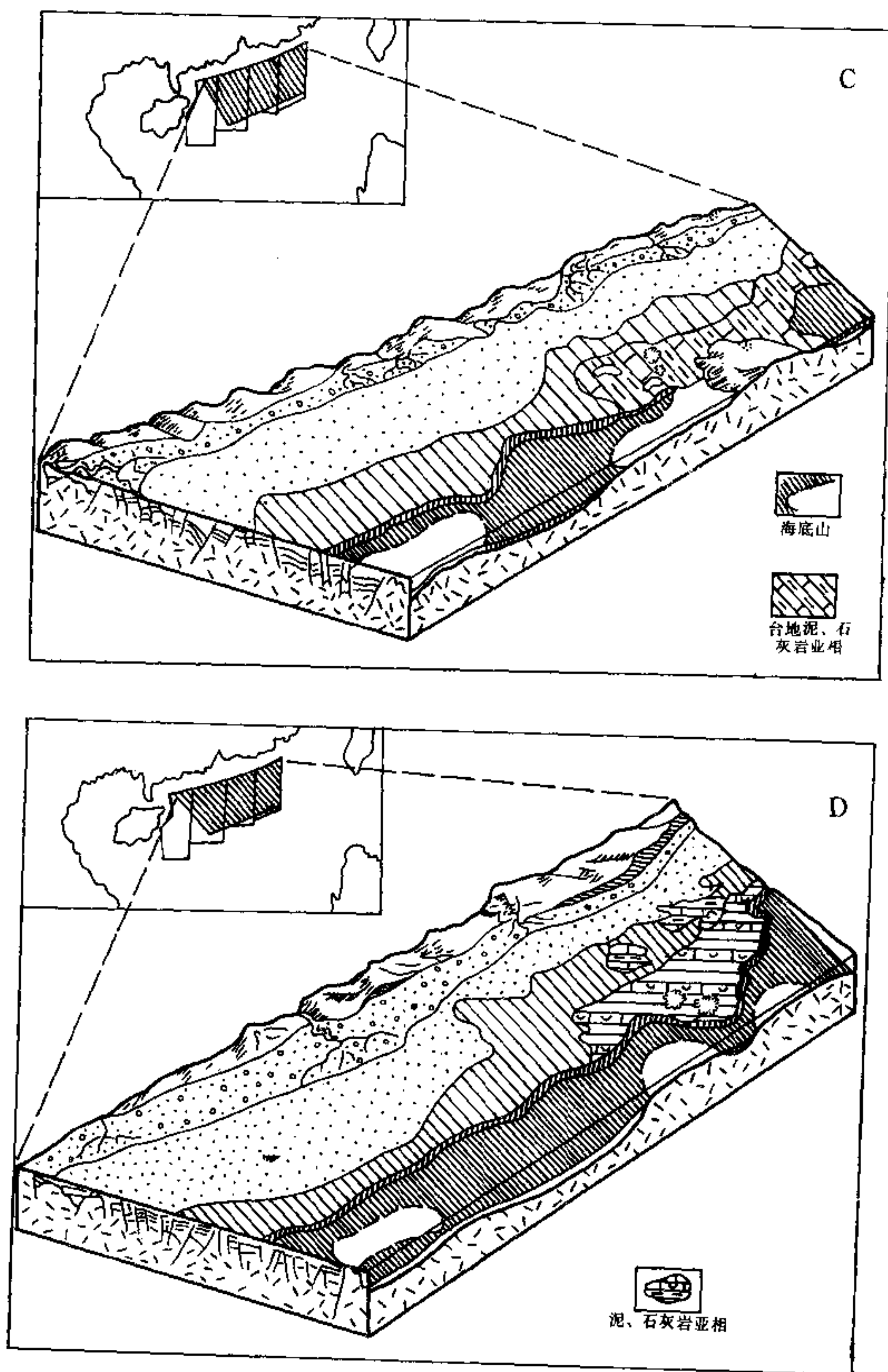


图 2-3-21 珠江口盆地新生代沉积环境分析示意图

A—渐新世前；B—早中新世早期珠江组下段沉积时期；C—珠江组上段沉积时期；D—中新世中期韩江组沉积时期

断陷盆地中沉积了一套暗红色—灰白色厚层状、块状砂岩夹少量泥岩、粉砂岩。在盆地东部地区上部有一套以凝灰岩为主的火山碎屑岩堆积。

该组仅在陆丰—海丰凹陷、惠州凹陷及文昌凹陷内钻遇。其岩性、电性全具陆相洪积、冲积相沉积特征。由于资料较少，加之地震反射大都在3.5～4.0秒以下，反射结构不清晰，仅在陆丰、海丰凹陷内看到一套断续的强反射，呈丘状结构，顶部有一强振幅较连续的反射层，此为火山碎屑岩之顶面。以此特征类比，在恩平凹陷及开平—白云凹陷内，均有相似的反射层段，推断应有该组地层存在。

但在文昌凹陷内，以杂色、浅褐色的粗粒石英砂岩为主，间夹薄层红色、棕红色泥页岩；分选差；见少量孢粉化石；表现了裂谷断陷早期的洪积—冲积相粗碎屑充填沉积环境。

（2）文昌组　浅至半深水湖相—滨湖相沉积环境，周边局部有冲积扇分布（图2–3–22）。

通过早期的风化剥蚀，地形高差相应变小，但断裂活动并未终止，相反的在某些地区活动更为强烈。因此形成了一些大型的断陷湖盆，发育着典型的湖相沉积环境。

钻探结果表明，东起陆丰凹陷，西到文昌凹陷，南至白云凹陷均有这套湖相沉积分布。岩性以一套厚层暗色泥岩为主，顶底夹有砂岩。其中以惠州、文昌、白云凹陷面积最大，湖盆开阔，泥岩发育。惠州21–1–1井泥岩段连续厚度达230米，文昌19–1–2井达64米（未穿），在恩平凹陷的恩平17–3–1井已揭露连续泥岩厚度达70米以上。

该段泥岩具有超压泥岩的特点。恩平17–3–1井本段泥岩地层压力梯度为1.4，在地震剖面上显示一微弱的丘形构造（T_8反射层），顶部出现开花馒头式的断层组合。在T_8之下的泥岩段反射零乱，层次不清（图2–3–23A）。类似的情况在西江凹陷、惠州凹陷中也曾见到（图2–3–23B）。

由于超压泥岩的被认识，使原对惠州凹陷、西江凹陷及恩平凹陷内部分基底的解释有了不同认识，特别是凹陷区基底的解释下压了许多，识别出了部分泥拱构造，从而使凹陷的面积扩大，生油岩厚度增加。

本段生物化石稀少，仅有陆相孢子花粉分布。

（3）恩平组　基本上为湖相、湖沼相及河流平原沉积环境。由于补偿充填，剥蚀区夷平，珠江口盆地大部地区表现出准平原化的环境，在大面积范围内为河流平原—湖沼沉积环境。

在文昌凹陷、开平—白云凹陷内可能有半深湖—深湖相环境（图2–3–24）。

根据已有资料，大致可分为上、下两部分：

①恩平组下部：河流环境的洪泛盆地及河曲带，包括河流、湖泊和沼泽等亚相。

根据岩性观察，主要为一套深灰、黑灰色泥岩、页岩与灰白色砂岩互层，夹多层煤和碳质泥岩。自下而上岩性变细，砂岩夹层减少，构成一个正旋回。据单井相划分，该段以辫状河及分流平原沉积为主，局部有间歇湖及湖沼沉积。

该层在陆丰凹陷中以辫状河沉积为主。惠州凹陷以分流平原相为主，仅在西江24–3–1AX井一带有局部的三角洲沉积。珠5井一带为分流平原，局部夹间湾湖沼。而在阳江凹陷和文昌凹陷发育湖相及滨浅湖相，其余大多为河流平原环境。但在湖区边缘深水区有一些水下扇发育。

地震反射振幅较强，连续性差，常见波状、丘状或槽状外形。

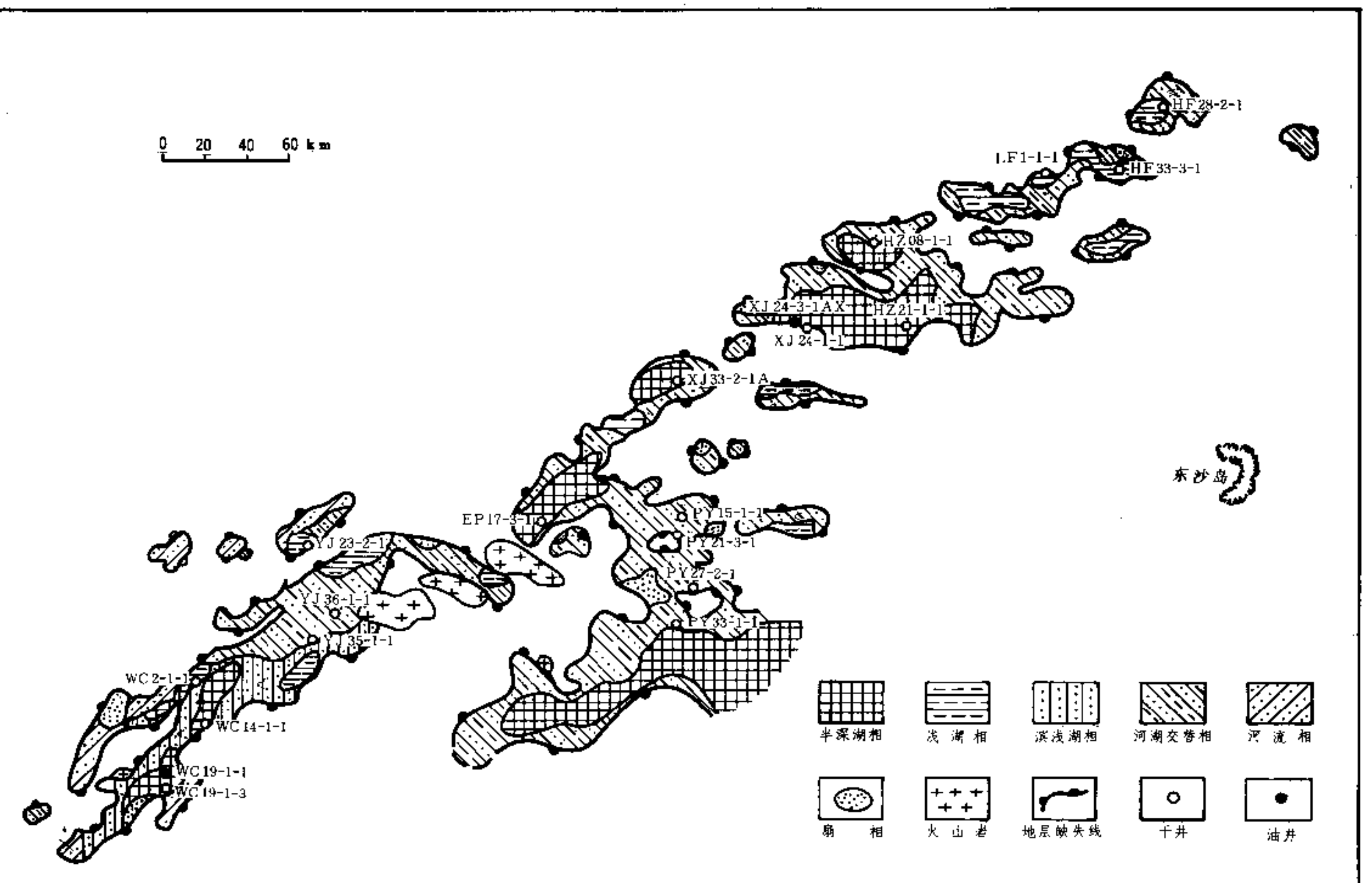


图 2-3-22 珠江口盆地文昌组—神狐组（$T_x \sim T_g$）沉积条件分析图

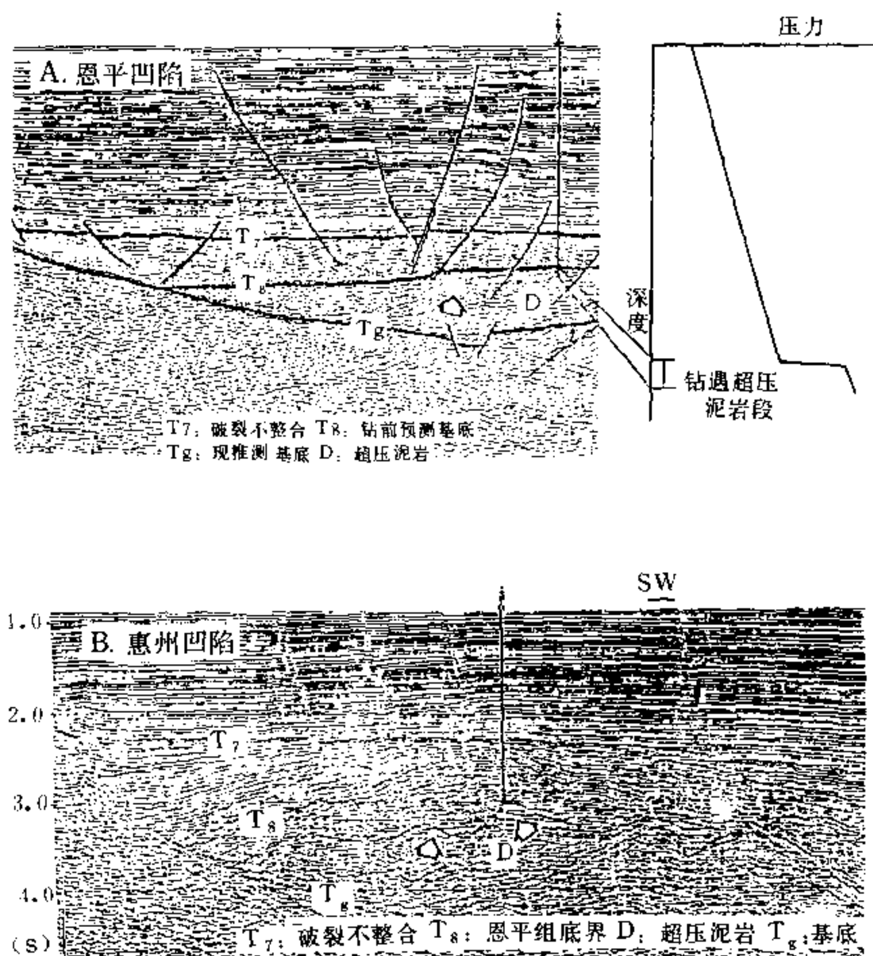


图 2-3-23 超压泥岩地震反射特征图及压力深度关系曲线

②恩平组上部：珠三坳陷沉积环境变化不大，基本保持了前期的沉积景观。而恩平、开平—白云凹陷以北广大地区主要为河流平原—三角洲平原沉积。白云凹陷北侧见三角洲前缘分布。盆地东部主要为河流平原、湖沼沉积。

从钻井资料分析，该段为灰白色砂岩、粉砂岩与浅灰色、黑灰色泥岩、粉砂质泥岩间互层，夹有多层煤及碳质泥岩。

2.渐新统—下中新统

(1) 珠海组 盆地东部为河流平原—海湾沉积；中部发育大型河（浪）控海相三角洲；而西部珠三坳陷文昌 19-1-3—开平 1-1-1 井一带仍为隆起，其北侧文昌 19-1-1—文昌 14-1-1 井一带发育浅海沉积，而其余大部地区为海陆过渡相及河流沉积环境。在阳江北凹陷内，与南部凹陷带完全相隔，形成滨浅湖相、河湖交替相及河流沉积环境。

根据已有资料，该组可划分为下、上部及顶部三个单元。其中下部及上部（$T_6' \sim T_7$）岩性粗，沉积环境较为近似（图 2-3-25）。

①珠海组下部：盆地东部为河流平原沉积，中部发育大型河（浪）控型海相三角洲，西部发育由海—河流相沉积环境。

图 2-3-24　珠江口盆地恩平组(T_7～T_8)沉积条件分析图

图2-3-25 珠江口盆地珠海组(T_6'～T_7)沉积条件分析图

据钻井资料分析，该段主要为一套灰色块状砂岩夹泥岩，局部地区顶部夹少量棕褐色砂岩及泥岩。泥岩普遍含砂，砂岩中见细砾石。

惠州凹陷及其以东地区，主要为以河流相为主的粗碎屑岩沉积，局部发育河间湖沼。而中部地区由于古珠江的强烈作用，在恩平 18–1–1—番禺 21–3–1—珠 5 北—西江 24–3–1AX—惠州 21–1–1 井一带形成广泛的三角洲平原。其前缘带由于受波浪的破坏和改造，在番禺 33–1–1—番禺 27–1–1—番禺 3–1–1 井一带形成沙坝和沙堤，使其后部成为静水环境，发育海湾—泻湖相泥、页岩。

该段生物化石贫乏，见有少量甲藻、硅藻，并在岩矿薄片中见有棘皮及有孔虫化石碎片，见较多海绿石（表 2–3–9）。

表 2–3–9　海相标志物统计表

井号	最深井段 m	指相矿物	海相化石碎片
番禺 27–1–1	3242.25	海绿石	棘皮
恩平 12–1–1	3091.9		棘皮
	3457.6	海绿石	
番禺 20–1–1	3263.0		棘皮
恩平 17–3–1	3329.72	海绿石	
珠 4	2612.92	海绿石	
番禺 3–1–1	2936.2	海绿石	
番禺 33–1–1	3811.15		有孔虫
阳江 36–1–1	2614.0	海绿石	
文昌 19–1–1	1707.64	海绿石	有孔虫
	1732.33	海绿石	

②珠海组上部：盆地中部发育大型河（浪）控型三角洲，其余大部地区为滨海—浅海粗碎屑沉积。

岩性为灰色砂岩、粉砂岩、泥岩呈不等厚互层。砂岩由北向南长石含量逐渐减少，并逐渐过渡到石英砂岩。在薄片中普遍见有孔虫、棘皮动物化石碎片，并见较多的海绿石。

由于海侵范围扩大，古珠江三角洲后退，在恩平 12–1–1—珠 5—惠州 13–1–1 井一带发育三角洲平原。其三角洲前缘在波浪作用下，分散成沿岸线分布的砂坝。惠州凹陷及其以东地区，大面积发育滨海—浅海粗碎屑沉积。番禺 27–1–1 井以南开平—白云凹陷水体较深，已成为陆棚或浅海环境。在珠一坳陷南侧惠州 33–1–1 井一带，由于东沙隆起开始下沉，在边部有超覆沉积，但东沙隆起大部地区仍露出水面遭受剥蚀。

古生物化石中有少量有孔虫、棘皮等海相化石碎片，少量甲藻及红树林花粉等。

③珠海组顶部（$T_5 \sim T_6'$）：由于海侵扩大，除神狐暗沙及东沙隆起局部地区露出水面遭受剥蚀外，整个珠江口盆地几乎都接受了沉积。其沉积相带由北向南分别为河流平原—三角洲平原相、滨海—三角洲前缘相、泻湖—堡坝砂岩相、浅海—半深海相及东沙隆起滨海相等（图2-3-26）。

由于海侵继续扩大，致使前期的三角洲进一步向北退缩；东沙隆起也大部沉入水下，发育了一套前滨带的粗粒砂岩沉积。由于波浪和潮汐作用较强，至使部分前缘沙和前滨搬离海岸形成了成排成带分布的堡坝。在海底隆起较高部位形成了海底隆起沙。这些堡坝和海底隆起沙与弯曲的海岸形成了大片泻湖区，沉积了一套泻湖相泥岩夹堡坝砂岩沉积层。而在盆地西部地区，由于没有大型河流入海，仅沉积了正常的由陆相至海相的沉积序列。在珠三坳陷西部地区，已形成了半深海环境。

该段主要为灰白色砂岩与泥岩间互层，厚度一般在150～250米之间。海相生物化石丰富，底栖有孔虫发育，见钙质超微化石，还有三瓣弗氏粉、沟鞭藻、甲藻类及较多海绿石。

3.下中新统

（1）珠江组（$T_4 \sim T_5$）　该组除北部边缘发育一些滨海—三角洲沉积外，绝大部分地区为浅海陆棚环境，沉积了连续厚度巨大的海相泥页岩，形成了良好的区域性盖层。在浅海台地区发育大面积灰岩和众多的生物礁滩（图2-3-27）。

据钻井揭露，神狐暗沙及白云地区石灰岩呈薄层夹在砂、泥岩或火山碎屑岩中，生物礁发育较少。但在水下隆起较高地区发育了一些生物滩。东沙隆起上大面积沉积了连续厚度可达300～400米厚的石灰岩和生物礁滩石灰岩，发育了众多生物礁滩。据初步统计，东沙石灰岩台地面积可达24900平方公里，其中生物礁滩及石灰岩岩隆达59个，总面积可达1939平方公里。

通过钻井及地震地层学分析，自中新世—第四纪，东沙石灰岩台地可划分成6个发育期，由于海侵总背景影响，从第1～6期，生物礁滩发育范围逐步缩小。

地震反射以一组连续的平行反射为特征。

三、沉积模式

根据各组段沉积环境特征，珠江口盆地早第三纪—晚第三纪早中新世的沉积，可归纳为四种沉积模式。

1.冲积扇—扇三角洲—湖相（包括浊积扇）模式（神狐组—文昌组，$T_8 \sim T_g$）

在分割的断陷湖盆发育初期，沉降中心紧邻物源，坡陡水急，易发育冲积扇，并直接插入湖体形成扇三角洲（图2-3-28A）。其特点：

①冲积扇与三角洲相邻而不发育充积平原；

②因水系小，流程短，每个沉积体系碎屑岩体积不大。但沿周边山区发育的一系列水系可以沉积多个这样的体系；

③整个沉积体系形成一套砾岩和砾状砂岩占很大比重的粗碎屑岩体；

④随着拉张的加强，断陷进一步加宽加深，在惠州、白云、陆丰、西江、恩平及文昌等凹陷出现非补偿沉积，沉积了较厚的泥、页岩，这是珠江口盆地的主要生油岩系之一。预测在盆地的沉降中心区发育有浊积扇体。

2.冲积扇—辫状河—曲流河—三角洲（河控型）—湖相（受海侵影响）模式（恩平组，$T_7 \sim T_8$）

由于始新世晚期盆地进一步拉张，恩平组的盆地面积虽比文昌组的要大，但盆地内各凹

图 2·3·26　珠江口盆地珠海组顶部($T_5 \sim T_6'$)沉积条件分析图

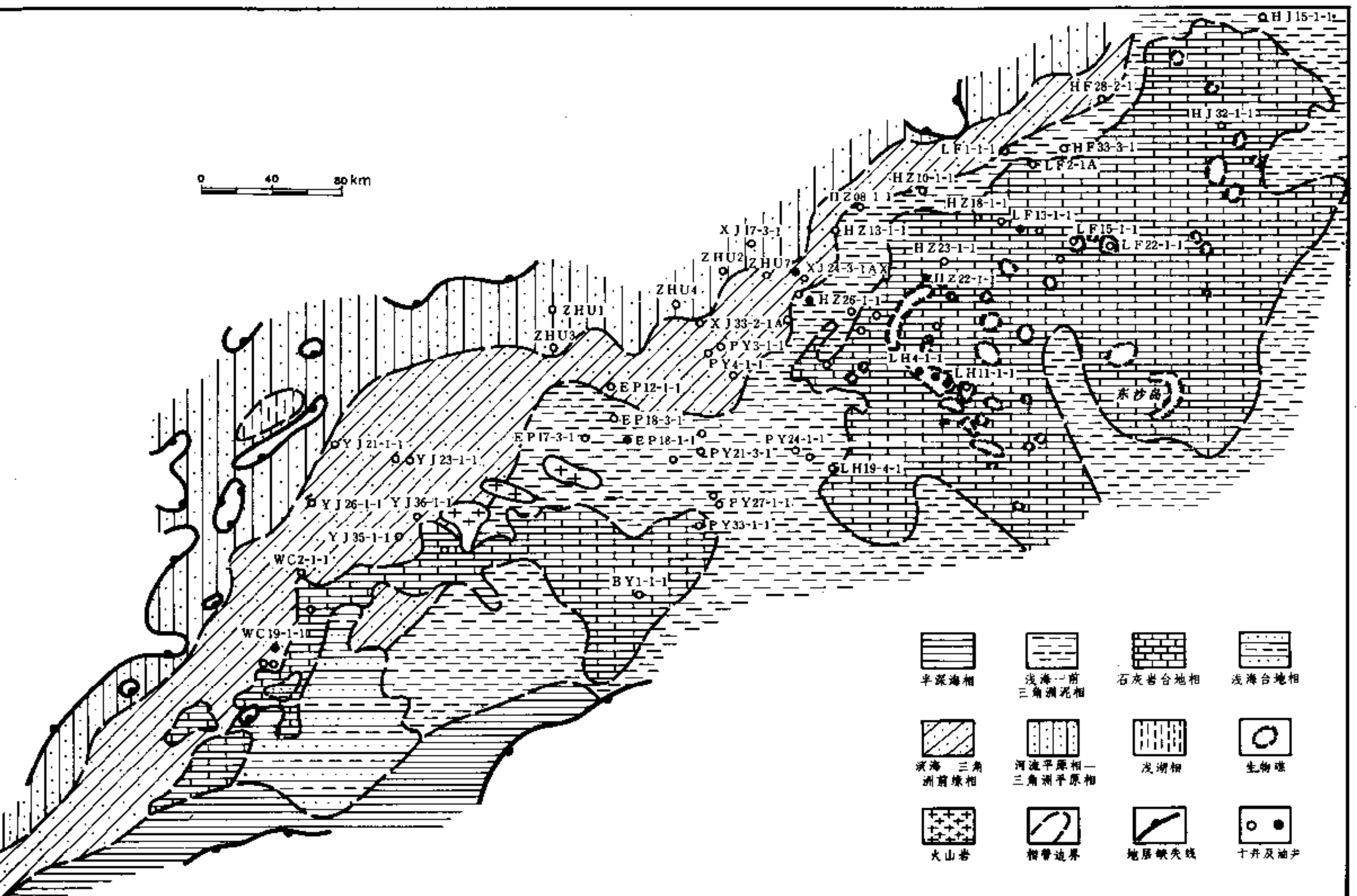


图 2-3-27　珠江口盆地珠江组(T_4～T_5)沉积条件分析图

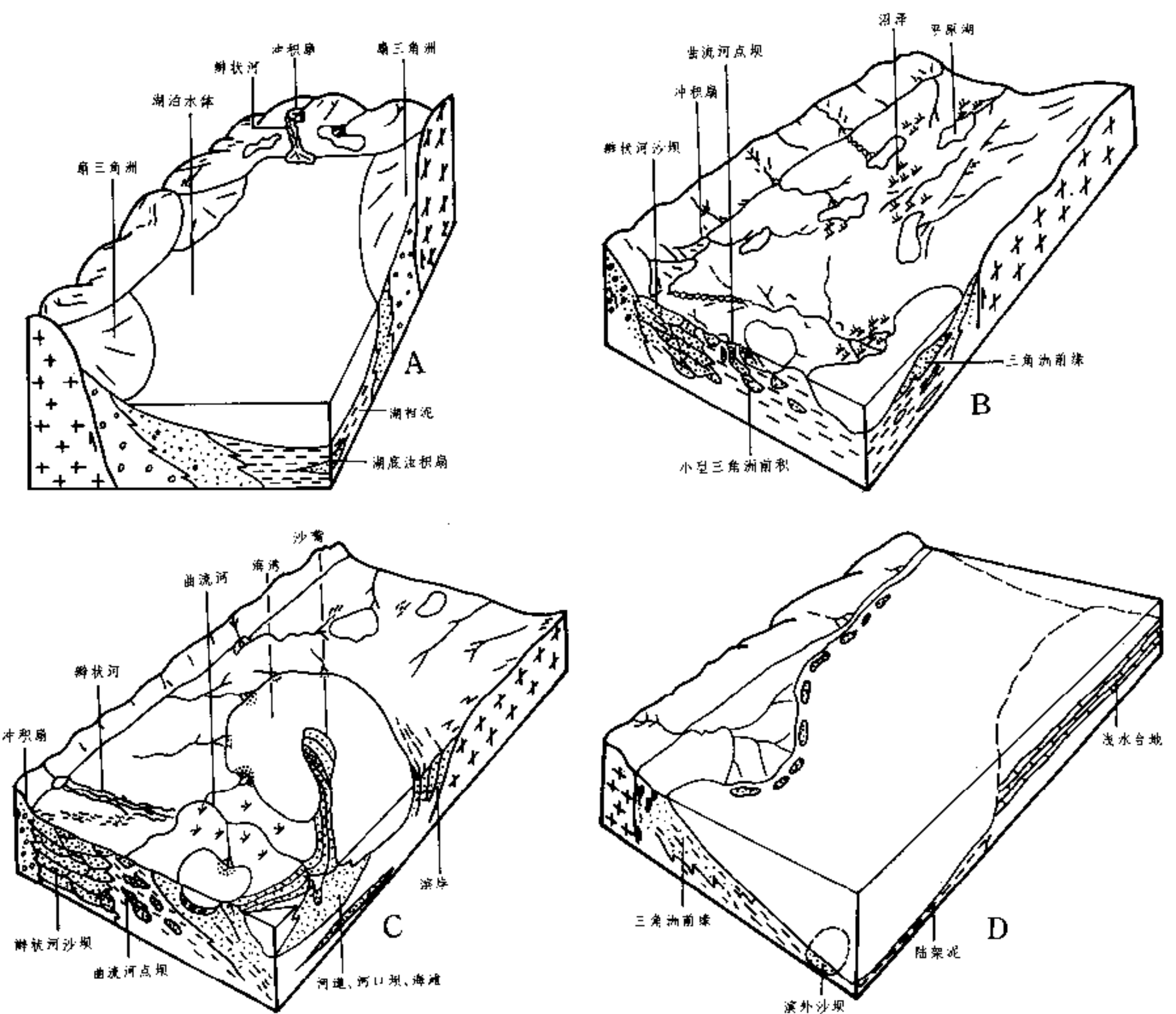


图 2-3-28　珠江口盆地沉积模式图

陷的湖泊水体不能连片分布，整个地形趋于沼泽化、平原化。古珠江水系在此背景下发展起来，并穿过这一广阔平原，在珠二坳陷注入蓄水区（图 2-3-28B）。这一模式的主要特点是:

①在平原地区，湖泊水体小而浅，河流入湖只能形成小型三角洲（如恩平 18-1-1井)，而注入珠二坳陷的古珠江三角洲规模最大，有明显的前积反射结构。

②岩性较细，是一套含煤地层的砂、泥岩组合，而且从整个恩平组的地层剖面看，自下而上由粗变细，反映地层高差愈来愈小。

③平原地区极少发育深湖相泥岩，其生油岩主要是湖沼相泥岩及含煤地层。而河控三角洲的前三角洲泥岩应是良好的生油岩系。

3.冲积扇—辫状河—曲流河—三角洲（河或浪控型）—海相沉积模式（珠海组，T_5~T_7)

南海海盆的第二次扩张，使珠江口盆地开始全面地由南向北海进。珠海组下部，古珠江三角洲由河控型变为河（浪）控型，形成 GALLOWAY 三角洲分类中由河流与海浪控制的一种破坏性三角洲(图 2-3-28C)。这类三角洲的特点是:

①平面形态呈尖头状，很少发育成三角洲朵叶，主干河流呈蛇曲或网状。

②前三角洲泥的沉积薄，占三角洲层序厚度的 20%或更少。而河控型三角洲的前三角洲沉积是三角洲层序中厚度最大的部分，这是破坏型三角洲其前三角洲沉积不利于生油的主要原因。

③靠近河口处的河道沙、河口沙坝以及波浪作用所形成的沙脊，往往在垂向上叠加成巨厚的块状砂岩，其电性特征与辫状河道砂体很相似（番禺 21-3-1、番禺 20-1-1 井)。

④这种三角洲自下而上的垂向层序是薄的前三角洲砂、泥岩互层，向上变为巨厚砂岩(大于 60 米)、再向上变为薄的泻湖、滨岸砂泥岩组合。在前三角洲泥岩（或泥岩夹砂岩）和厚层块状砂岩之间，有不太明显的向上变粗的过渡现象。

⑤没有或很少发育三角洲平原，而分流平原上也缺少泥质和碳质沉积。

⑥河流的建设性和海浪的破坏性相结合，使河口两翼可形成广阔的浅海海湾，而流入的小型河流可形成建设性的三角洲沉积（如珠 7 井一带)。由此看来，对于受波浪破坏的三角洲，生油岩的发育可能在两翼的海湾优于前三角洲区。

⑦共生体系不发育，而局部障壁沙坝和滨海平原则可包含在三角洲体系内。

除了古珠江水系外，在东部和西部沿盆地北缘，亦有一些短程河流入海，这些河流所形成的三角洲，也受到海浪的破坏，但远不及古珠江三角洲那么严重，有些则形成河控型三角洲。

4.低山丘陵冲积扇—三角洲（河或浪控型）—滨外坝—海相模式（珠江组，T_4~T_5)

珠江组时期，海水继续向北推进，整个珠江口盆地发展为海相沉积环境（图 2-3-28D)。其主要特点是:

①河流搬运的沉积物大部分为海浪作用所破坏而重新分布在河口两翼，使得海岸线更加平直。

②不但沿岸线发育滨岸堡坝（包括泻湖）沉积体系，而且形成滨外坝。若河流供给充足的碎屑物质，也向海形成前积。

③具有向上变粗的垂向层序，这种层序与河控型三角洲的垂向层序很相似，但砂岩厚度很小，砂岩分选好，伽马曲线具有平、直的箱形，而砂岩之上又是海相（或泻湖相）泥岩，

缺少三角洲平原沉积。整个层序的砂岩比值小。

④泻湖与海湾环境沉积的泥岩可能是良好的生油层系。

四、古珠江的形成及其海侵

古珠江是什么时候开始形成的，海侵又是何时开始的？以前为此议论纷纷。但大多数人认为，古珠江是从渐新世开始形成的，而比较有把握的海侵是从渐新世晚期开始的。

近年来，南海东部石油公司研究所在系统研究盆地内第三纪地层沉积相后，提出了新的看法，认为古珠江的形成和盆地的海侵可能是从始新世晚期—渐新世早期开始的。其主要根据是：

1）由前面的沉积条件分析看出，在恩平组（特别是恩平组上部）沉积期，珠江口盆地的大部分地区为河流相、河间湖沼及小型三角洲沉积，未见大型蓄水盆地。从惠州凹陷以西、文昌凹陷以东广大地区的地层等厚图及砂岩百分比图看出，有近似于南北向发育的、厚度很大的区域，这是古珠江水系经过的主要区域。在番禺16-1-1井以南（珠二坳陷的北侧）的地震反射剖面上，见到发育很好的三角洲前积层，看来当时的蓄水盆地主要是在珠二坳陷。

从重力、磁力剩余异常图上可看出，在珠二坳陷南侧，有一排近于东西向分布的异常带，这可能为基岩隆起带，把珠二坳陷与外海隔开。从54公里间距的地震反射剖面上看出，确实存在海底山，但也有不少与外海沟通的水道。所以，珠二坳陷可能是半封闭性的。由于无钻井资料证实，推断当时也许是一个湖，但受到一些海泛的影响，尤如渤海湾盆地的渐新世湖盆。

根据上述资料判断，在恩平组沉积晚期，古珠江水系已具雏形，并在惠州凹陷以西至文昌凹陷以东的广大地区形成大面积河流平原—三角洲平原。而作为主要蓄水区的珠二坳陷，已与外海沟通。但当时的海平面较低，海水仅断续影响珠二坳陷，而北侧主要发育三角洲平原—前缘。

2）根据钻井资料分析看出，惠州凹陷以西—文昌凹陷以东地区在珠海组底部发育数十米至100多米的砂、泥岩互层段，无论从岩性特征、电性特征、古生物特征及沉积环境上，都与下伏层陆相沉积有较大区别，主要在以下方面：

①下伏层泥岩含炭屑丰富，并见很多煤层，为典型陆相环境。而本层的泥岩纯，砂岩有由下向上变粗的反韵律层存在。

②下伏层的自然伽马曲线呈尖锐的尖峰状，是煤层和含碳高的泥岩的反映。而本层的泥岩自然伽马曲线较低平，类似于上覆海相地层的沉积特点。

③本层常见海绿石，而下伏层没有。

④本层见到甲藻，在薄片中见到有孔虫、棘皮等海相生物化石碎片。

由此可以看出，在珠海组沉积早期，珠江口盆地的海侵已达惠州凹陷以西地区，及至中晚期，海侵才遍及整个珠江口盆地。

五、有利岩相带分析

通过上述第三系沉积相研究可以看出，珠江口盆地具有良好的油气生、储、盖条件，其有利岩相带具有以下一些特点：

1.下部存在良好的生油凹陷

据前文的分析可知，文昌组沉积期，主要生油层分布在惠州凹陷、文昌凹陷、开平—白云凹陷、恩平凹陷、西江凹陷、陆丰—海丰凹陷等地区。它们均以巨大厚层状泥岩稳定分布

为特征。而恩平组沉积期的主要凹陷除在上述地区继续发育外，还在其他地区大面积接受沉积，主要为砂、泥岩互层，夹多层薄煤层和煤线为特征，其生油凹陷面积统计见表2-3-10。

表 2-3-10 主要生油凹陷（湖、湖沼相区）面积统计表 （单位：km^2）

凹陷	惠州	开平-白云	恩平	珠5北	陆丰	阳江	文昌
文昌组	1268	2383	648	370	538	362.5	962.5
恩平组	1061	1366	735	644	106	225	1337.5

2.中部有储集性能良好的岩相带

对目前已证实的主要产油层位珠海组—珠江组而言，其有利储集层主要有以下四个带(图 2-3-29)。

(1) 近岸的三角洲前缘—沿岸沙坝带　珠海组—珠江组沉积期，由于古珠江的强烈作用，在番禺 27-2-1、番禺 27-1-1 井以北的大型海相三角洲区发育大面积前缘砂岩带。同时，部分三角洲前缘沙被波浪来回搬运，形成沿三角洲前缘带平行或垂直分布的沙坝，并在珠海组下部沉积期向两侧延伸形成大型沙坝。这些河道沙、河口坝、前缘砂和各种沙坝砂上下叠置，形成巨厚砂岩，其储集性能良好（表 2-3-11）。

表 2-3-11 砂岩储集层孔隙度统计表

井号 / 地层	EP12-1-1		EP18-1-1		PY20-1-1		XJ24-3-1		PY3-1-1	
	砂岩比 (%)	孔隙度 (%)	砂岩比 (%)	孔隙度 (%)	砂岩比 (%)	孔隙度 (%)	砂岩比 (%)	孔隙度 (%)	砂岩比 (%)	孔隙度 (%)
珠江组	45	26.5	38	26.5	38	25.3	39	18.4	51	24.3
过渡段	33.5	30.65	36.4	28.9	24.5	25.6	17.3	24.8	50	26.5

(2) 离岸的滨外沙坝—堡坝及浅海砂岩带　珠海组顶部—珠江组，在远离前缘带的浅海陆棚区，发育一些沙坝砂。这些沙坝砂岩也具有良好的储集性能，其四周被前三角洲相泥岩所包围，这是寻找高产地层油藏的极好场所。同时，珠海组顶部沉积期，在东沙隆起北侧近惠州凹陷南部地区发育众多堡坝，并与泻湖相泥岩在纵向上多次叠加，具有良好的储集空间。

(3) 远岸的生物礁带　从珠江组早期开始，在神狐—东沙隆起的广大浅水台地上，由于离物源区较远，发育了大面积石灰岩，并在高部位生长了众多生物礁滩。由分析化验资料表明，储集性能好的块礁、台缘礁（如流花 11-1-1、流花 11-1-3、流花 4-1-1 下段）其孔隙度大于 20%，渗透率大于 394.8×10^{-3} 二次方微米。

(4) 东沙隆起北侧超覆带　从渐新世晚期开始，珠江口盆地海侵加大，东沙隆起逐步下沉，使其在边缘带逐层上超。特别是在地震反射 T_5 层之上，东沙隆起有一次明显抬升，使其上覆沉积物层层上超，形成许多上倾尖灭砂体，最后被珠江组陆棚相泥岩覆盖。

图 2-3-29　珠江口盆地石油勘探有利相带分析图

3.上部具有良好的盖层

根据盖层的分布范围可分为两套:

(1) 区域盖层　主要指珠江组前三角洲和浅海陆棚相泥岩沉积，在惠州凹陷东南部、陆丰地区及东沙隆起上均有分布。从岩性、有孔虫及钙质超微化石分析，它们均系浅海陆棚相沉积。厚度可达数十米至数百米，横向分布稳定，性能良好。经珠江石油公司对西江34-3-1井珠江组泥岩性能测试，其破裂压力为140标准大气压，推算可盖住1400米气柱或者2500米油柱。英国BP石油公司对番禺33-1-1井珠江组泥岩取样分析，可以盖住128~212米油柱。

利用声波测井资料对珠江组底部泥岩孔隙度进行计算，其孔隙度大多在10~20%之间，相当于大庆和胜利油田主要盖层的孔隙度（泥岩压实曲线中稳定压实阶段下部和压实突变阶段的上部）。在流花地区，泥岩绝对孔隙度高达33.5~35%，也能盖住下部很厚的油层。由此看来，珠江组区域性泥岩具有良好的封盖特性。

(2) 局部盖层　往往发育在三角洲前缘和泻湖—堡坝沉积体系内。呈砂、泥岩互层状，泥岩厚度一般在几米至10米左右，厚的可达20米以上。在横向上泥岩盖层有一定的分布范围。特别是在三角洲前缘地带，由于海水进退，三角洲前缘也随之退缩和前进，使其砂岩和泥岩的分布呈犬牙交错，形成局部盖层，盖住了油气。如西江24-3-1AX、西江24-1-1井均属此类。

在泻湖—堡坝沉积带内，由于海浪的作用各种沙往往呈坝体的形式分布在泻湖相—海相泥岩中。纵向上表现为砂、泥岩互层。泥岩厚度可从几米至20多米，它们仍是良好的盖层。如惠州26-1-1、惠州32-1-1等井均见此类盖层。特别是惠州26-1-1井，厚度几米至30多米的泥岩分别盖住了八套油层，并获得了高产。

上述特点表明，珠江口盆地具有下生、中储、上盖的特点。所以，要寻找较大型油气田，就必须寻找生、储、盖组合配置最好的地区，主要有:

1) 惠—陆地区: 在文昌组和恩平组沉积期，都有较大型湖泊存在，分别沉积了巨厚的湖相泥岩和湖沼相的含煤地层，它们都具有良好的生油指标。对于珠海组和珠江组储集层而言，具有三角洲前缘砂、沿岸沙坝砂、沙堤砂、堡坝砂、浅滩砂及各类生物礁滩砂等多种储集体。珠江组时期，除古珠江形成三角洲外，其余地区全为陆棚相泥岩沉积。区域性的泥岩盖层横向分布稳定，纵向厚度大。惠州凹陷及惠陆低突起区具有理想的生、储、盖组合特点，这是在珠江口盆地寻找各类油气藏的理想地区。

2) 神狐—东沙隆起区: 由于神狐—东沙隆起区在海侵过程中逐渐下沉，各时期都有向隆起上超覆的砂体存在。并且在大规模海侵的珠江组时期，有厚层泥岩覆盖，可望在此区找到超覆尖灭砂岩油藏。另外，在珠江组时期发育大量生物礁滩，特别是东沙隆起上的众多生物礁滩，三面被大型生油凹陷包围，这是珠江口盆地最良好的油气聚集地区之一。

3) 文昌地区: 在文昌组沉积期，发育了文昌南和文昌北两个较大凹陷，凹陷内沉积了厚度大的泥页岩生油层。在恩平组沉积期，仍然存在浅—半深水湖相环境，其泥、页岩的生油指标都较高。而主要产油层位珠海组和珠江组沉积期，除有海陆交替相、滨海相的各种砂岩储集体外，还在珠江组时期发育石灰岩台地及生物礁滩，它们都具有良好的储集条件。而作为区域性盖层的珠江组泥岩，其厚度也在100米以上，这是在珠江口盆地找油的较好地区。

4) 开平—白云地区: 在文昌组沉积期有大型湖泊存在，而在恩平组沉积期主要为湖—

湖沼相沉积，在恩平组沉积晚期可能为受海水间断影响的半封闭湖相环境，有较理想的生油岩分布。在珠海组沉积期以后，发育前三角洲泥，在埋藏较深的地区亦为较理想的生油岩区。而主要目的层除有沙坝砂、浅滩砂等砂岩储集体外，它还处在石灰岩台地上，具有少量礁滩储集体。而上部的区域性盖层也十分良好，这也是珠江口盆地找油的有利地区之一。

5）恩平—西江地区：在文昌组和恩平组沉积期，有较厚的湖相及湖沼相泥、页岩、碳质泥岩和煤层分布。主要目的层又以三角洲前缘砂、三角洲平原的河道砂体为主。在珠江组区域性盖层沉积期，有一定厚度的泥岩分布。特别是凹陷的东南部，其泥岩的含量在40～50%之间，对油气有较好的封堵作用。在三角洲前缘区，由于海水进退，还发育了多层局部盖层，可盖住局部构造区的砂岩层，形成中小型油气藏。该区是珠江口盆地找油有希望的地区。

第四章 构　　造

珠江口盆地位于华南陆缘坳陷带的中段，西接北部湾盆地、海南隆起区和琼东南盆地，北界粤桂隆起区，东为台西盆地和台西南盆地，南隔西沙—东沙隆起区与南海中央海盆相望。以新生界1000米等厚线圈定的盆地面积为14.7万平方公里，新生界最大厚度达万米，盆地长轴呈北东—北东东走向（参见图2-2-4）。

第一节　区域地质构造背景

一、区域背景

珠江口盆地主要处于南海北部大陆架上，南端少许伸入陆坡区。地壳厚度与地形有明显的对应关系，北部粤桂隆起区（中东段原名万山隆起区）为大陆地壳，平均厚度约35公里，南部南海中央海盆厚6～10公里，属新生洋壳，盆地的地壳界于两者之间，陆架区为大陆地壳，厚26～32公里，南端陆坡区与西沙—东沙隆起区一样均处于向洋壳过渡的厚度梯度带上，约18～26公里，地壳厚度显著变薄。总的看来，珠江口盆地的地壳属典型的陆缘地壳（参见第一篇第四章图1-4-3和1-4-4）。

二、地质构造背景

根据近年来的物探和钻探资料，证明珠江口盆地是形成于华南褶皱带、东南沿海褶皱带及南海地台之上的新生代盆地。它的前第三系基底由上述三大构造单元组成（参见第一篇第四章图1-4-5）。

1.三大构造单元

（1）华南褶皱带　现围绕着珠江口盆地的北部及西部出露的是一个晚加里东期褶皱带，由中晚元古界及下古生界地槽沉积组成。中晚元古界为复理石夹碳酸盐岩、硅质岩建造；下古生界发育良好，由类复理石和碳酸盐岩建造组成。总厚度超过2万米，剖面中少见火山岩，是典型的冒地槽。志留纪末，晚加里东运动使地槽回返、褶皱、变质，并转化为地台，与扬子准地台合并，沉积了泥盆系—中、下三叠系的盖层，为一套厚800余米的浅海，海陆交替相的碎屑岩、碳酸盐岩夹含煤建造，晚石炭世—早二叠世是海侵全盛时期，以碳酸盐岩建造为主。随后海退，发育了华南著名的煤系地层上二叠统龙潭组。中三叠世末印支运动使准地台盖层褶皱，并伴有规模不大的花岗岩浆侵入，华南全面崛起，结束了特提斯海侵的历史。从晚三叠世至现今，一直保存着隆起状态。燕山期有强烈的北东向断裂及中酸性岩浆活动，巨大的花岗岩基和沿断裂的动力变质对准地台盖层有较大干扰。喜山早期有小规模的岩浆活动，中新世后，在沿海有较大规模的玄武岩浆喷溢。

（2）东南沿海褶皱带　出露在珠江口盆地北部及北北东方向，通过现代珠江口附近的莲花山断裂带以东，向北可绵延至闽浙沿海一带。对该带较传统的看法称华夏古陆，基底中最古老地层为中、晚元古界变质砂岩、粉砂岩、千枚岩。震旦纪—中三叠纪长期保持隆起，海侵极盛时期的寒武纪、石炭-二叠纪地层在西部边缘有零星分布。近年来，郭令智等在报导我国东南沿海板块构造时，提出此带基底不再是古陆，而是海西—印支期褶皱带。主要根据

是在福建省福鼎县南溪村地层中发现中石炭世地层，含有 *Neostaffella* sp. 新史塔夫蜓及 *Neospirifer* sp. 新石燕等，但在广东境内未发现类似地层。

印支运动时期，此带沿北东向断裂带发生大幅度块断陷落，晚三叠—早侏罗世海水由太平洋经汕头—香港间入侵，前锋可达韶关。沉积了一套厚越 8000 米的浅海相碳酸盐岩、碎屑岩和滨海相含煤建造。任纪舜等（1983）称其为滨太平洋冒地槽的一支角。早侏罗世末、早燕山运动使海水撤退，结束了华南陆地的海侵历史。中晚侏罗世在隆升的背景上，发生剧裂的断裂和岩浆活动，形成巨厚的中酸性火山岩系。岩性为安山岩、流纹岩、凝灰岩、火山角砾岩及偏中性花岗岩系。该火山岩系向北延至闽浙沿海，组成我国东南沿海著名的火山岩带。唐鑫（1980）、郭令智（1983）相继著文，认为该火山岩带系残留的中生代滨太平洋火山弧，是我国东南沿海板块构造的重要遗迹。

与岩浆活动同时，沿北东向断裂带发生剧烈的动力变质，莲花山断裂带的动力变质带宽 2～15 公里。但相应的褶皱作用则较弱，仅见到两翼倾角不超过 20° 的宽缓褶皱。

东南沿海褶皱带，虽然基底尚有争论，但大面积巨厚的火山岩系乃燕山期产物，上三叠统 下侏罗统海相盖层也倍受燕山运动影响，若从晚期发育状况考虑，可称为燕山期褶皱带。

（3）南海地台 位于珠江口盆地南部和西南部，这是一个历史构造单元，今日其大部分已不复存在。

确定这一古构造单元，源于石油工业部南海石油指挥部（现为南海西部石油公司）1974 年在西沙群岛永兴岛上钻探的西永 1 井。该井完钻井深 1384.6 米，于厚越千米的上第三系礁灰岩之下，钻遇花岗片麻岩、石英片岩、片麻状花岗岩。用铷锶全岩等时年龄测定，变质岩的原始沉积年龄为 627 百万年；后期变质年龄为 77 百万年，分别属前寒武纪最晚期和燕山晚期。黄汲清等（1977）结合以下两点：①西沙群岛以西的印支地盾，在前寒武纪结晶基底之上，最古老的盖层为产状水平的中寒武统石英岩；②海南岛南端崖县出露的中寒武统—奥陶系与华南的地槽沉积不同，为含磷、锰的硅质碳酸盐岩和石英砂岩等地台沉积。据此推断，南海西北部存在一块稳定的大陆克拉通—南海地台，唐鑫等则持不同的意见。但大多数人认为，从中国大地构造隆坳相间的格局分析，在华南下古生代地槽之南出现南海地台似属可能（1983 年），美国阿科公司在海南岛崖县之南偏西 53 公里海域钻探的崖 8−2−1 井，在下第三系之下，从井深 4217.5～4288.84 米井底钻遇寒武系白云岩，岩性酷似海南岛崖县地面露头，说明崖县的下古生界地层向南已伸入海域，并有较大的分布范围。

2.盆地前第三系基底组成

根据盆地磁性基底和钻井揭露的前第三系基岩岩性，上述三大构造单元均向海域延伸，组成珠江口盆地的前第三系基底，且以华南加里东期褶皱基底和东南沿海燕山期褶皱基底为主。

盆地南和西南端为一大型低磁异常区，磁异常值以−100～+200 伽马为主，异常平缓宽阔，正负相间，走向近东西，间有个别峰值变化不大的小型异常，可能为前寒武纪褶皱基底与南海地台的北缘。

盆地中、西部正磁异常区，磁异常值以+100～+200 伽马为主，东西走向，间有方向多变的 0～+100 及+200 伽马以上的小型振幅变化的异常。钻井揭露第三系之下有变质沉积岩、花岗岩和火山岩（表 2−4−1）。地震剖面反映第三系基底反射波之下无反射波层组，推测为华南加里东期褶皱基底的延伸，后期被花岗岩体和火山岩所复杂化。另据广东省岩相古

表 2-4-1　珠江口盆地钻遇前第三系基岩及火山岩类钻井统计表

序号	井号	前第三系基岩钻遇深度 (m)	基岩岩性	基岩年龄 (Ma)	序号	井号	前第三系基岩钻遇深度 (m)	基岩岩性	基岩年龄 (Ma)
1	珠 1	1818～1847.02	花岗岩	73～76	21	西江 24-3-1	4124.5～4319.1	花岗岩	98
2	珠 2	2372～2380.24	黑云母花岗岩	70.5	22	17-3-1	2122.4～2124.65	花岗岩	77.9±2.8
3	珠 4	3203.5～3225.42	花岗岩		23	36-3-1	3720～3852.7	花岗岩	
4	珠 5	3231.5～3262.34	花岗岩	75	24	惠州 21-1-1	4456～4700	石英斑岩	
5	珠 7	3664.5～3683	钾长石花岗岩		25	32-1-1	2785.5～2799	花岗岩	
6	文昌 2-1-1	3572.5～3641.26	黑云母闪长岩	118	26	33-1-1	2610～2731	花岗岩	85.9±3.3～93.2±3.7
7	阳江 21-1-1	1623.5～1656	流纹岩	51.6±0.83	27	22-1-1	2760～2825	花岗岩	
8	阳江 23-1-1	1865.5～1874.5	侵入岩	47～55	28	25-2-1	3176～3196.4	花岗岩	
9	阳江 26-1-1	1675～1702	花岗斑岩	89.2±1.58	29	26-1-1	2471～2530	花岗岩	
10	阳江 35-1-1	4336～4345	石英斑岩		30	陆丰 2-1A	2450～2483.5	花岗片麻岩	
11	阳江 36-1-1	3526～3582	石英岩		31	1-1-1	3454.4	凝灰岩	32±1.4
12	开平 1-1-1	1885～1906.8	石英岩		32	15-1-1	2175	凝灰岩	41
13	恩平 18-1-1	3426.5～3450.7	花岗岩	100.5±1.7	33	22-1-1	1725.5～1775	花岗岩	
14	番禺 4-1-1	3139～3160	花岗岩	130.5±5	34	13-1-1	3193～3225	花岗岩	
15	番禺 16-1-1	2375.5～2389	玄武岩花岗闪长岩	41.2±2	35	海丰 28-2-1	3899～3943.6	花岗闪长岩	92.2
16	番禺 20-1-1	3856～3913	花岗岩		36	流花 11-1-1A	1822～1837.3	石英二长岩	90.6
17	番禺 24-1-1	4391～4417.9	石英闪长岩、角闪岩、细晶岩	30.6±0.9～45.3±2.2	37	11-1-2	1672.5～1812.6	粗面岩	40
18	番禺 27-1-1	3578～3609	黑云母花岗岩	118.9±2.1	38	4-1-1	1956.5～1979.6	安山岩	
19	番禺 21-3-1	3938.5～4019.5	花岗岩		39	白云 7-1-1	2429 2752 3500.7	凝灰岩	20.2±3 17.6±1.7 35.5±2.78
20	番禺 3-1-1	3171～3192.5	花岗岩	90.7±3.3					

地理资料，广东省沿海为一晚古生代的长期降起区，因而本区加里东期褶皱基底之上的上古生界地台盖层可能不发育。

盆地东部和东北部是振幅变化磁异常区，磁异常以+100～+200伽马为背景，分布较多的振幅变化大的小型异常，呈东西向排列，高值可达+300伽马左右。钻井揭露前第三系基底中有石英斑岩，凝灰岩等，说明这类小型异常是沿断层分布的中酸性火山岩。

该区南缘分布有两排线性磁异常，北侧为近北东东向串珠状振幅变化剧烈的正负异常带，可能是沿断层分布的中基性火山岩。南侧为特高磁异常带，磁异常值都在+200～+400之间，走向近东西，展布约500公里，东北段被一断层向西错动约70公里。王善书(1982)曾将其解释为一超基性岩带和侏罗纪的板块俯冲带。

此区大量的地震剖面反映，在第三系底面反射波之下，发育平行、宽缓的褶皱反射波层组，向北大致可与陆地汕头—香港间的海相上三叠—下侏罗统地层相对应；向南越过上述的超基性岩带，在台西南盆地有类似的反射波层组，并经钻井揭露上部为中下白垩统海相轻变质页岩。上述事实说明，本区前第三系基底类似广东省陆地东南沿海燕山褶皱带，由中生界海相地层及中酸性火山岩组成。

珠江口盆地的前第三系基底虽有上述三大构造单元组成，但由于频繁的断裂运动和其伴生的岩浆活动，使盆地基底中出现大面积的火成岩侵位，面貌十分复杂。例如，表2-4-1钻遇前第三系基岩的39口井中，仅有2口钻遇华南加里东褶皱带的代表岩性——石英岩，而绝大多数钻遇花岗岩和火山岩类。这些岩石经同位素年龄测定（钾氩法），花岗岩类的年龄为70.5～130.5百万年，属燕山晚期产物（白垩纪）；火山岩类年龄约为30.6～55百万年，均属喜山早期产物（始-渐新世）。另据地震资料解释，中新世后盆地内尚有小规模的玄武岩浆喷溢，岩浆活动的时期基本和华南大陆相当，据此也可说明盆地前第三系基底与华南大陆有着密不可分的亲缘关系。

第二节　盆地内部构造特征

一、三套地震地质层序

通过历年来大量的连井地震剖面对比，初步明确了盆地沉积盖层中存在四个不整合（图2-4-1）。自下而上为：

①第三系底部区域性角度不整合，界面为地震T_g反射层；

②始新统与下渐新统之间不整合，界面为地震T_8反射层；

③下渐新统与上渐新统之间区域性角度不整合，界面为地震T_7反射层；

④上渐新统与下中新统之间局部呈微角度不整合，界面为地震T_6反射层。

上述四个不整合可将第三系沉积盖层划分为三套地震地质层序，自下而上为：

①地震T_g～T_7，包含古新统神狐组—下渐新统恩平组，地震剖面上为一套倾斜、断续的反射波层组，最大厚度约4500米；

②地震T_7～T_6，包含上渐新统珠海组，地震剖面为一套微倾斜连续性较差的反射波层组，最大厚度约1400米；

③地震T_6～T_0，包含中新统—第四系，地震剖面上为一套平行、亚平行连续性好的反射波层组，最大厚度约4500米。

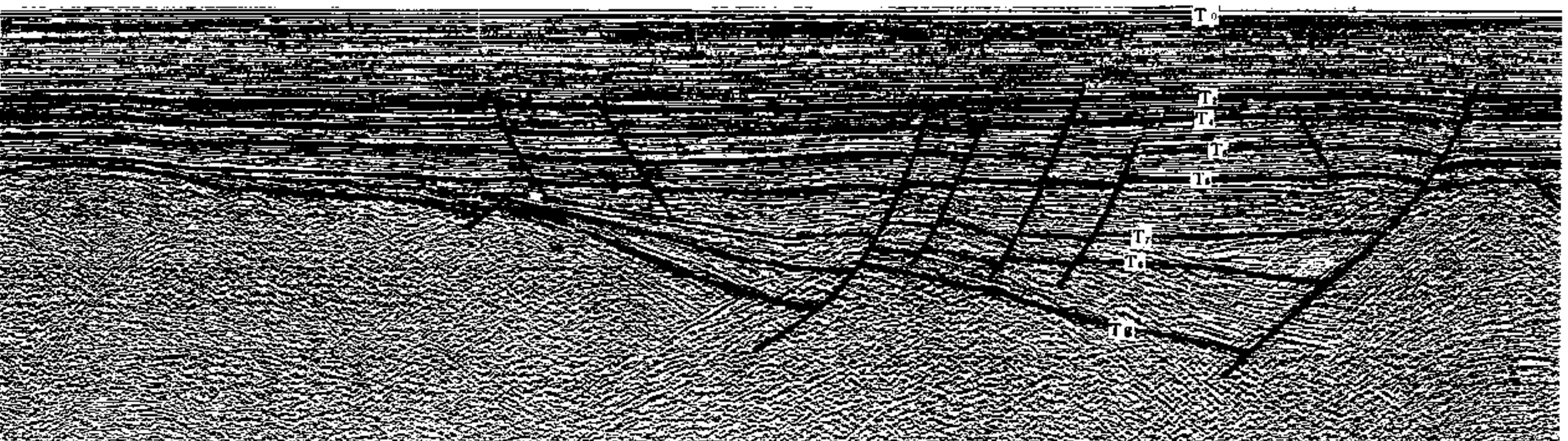


图 2-4-1　珠江口盆地地震反射波层组图

仅示一般情况未注明具体测线编号

二、张性构造是盆地内的主要构造形迹

晚中生代至新生代，珠江口盆地作为南海盆地的一翼，其处于南海扩张的应力场之下，盆地地壳受到持续的拉张而变薄，产生一系列张性构造。

1.发育众多的基岩断裂

盆地内共发现1760条大小不一的断裂，其中控制一、二级构造和沉积的断裂有28条，这28条断裂有12条规模较大（表2-4-2和图2-4-2）。

表2-4-2　珠江口盆地主要断裂统计表[1]

编号	断裂名称	级别	走向	长度(km)	断开层位	落差(m)					主要测线
						T_g	T_6	T_5	T_4	T_2	
①	盆地北界断裂	1	北东东	440	T_g–T_4	3250	100	160			1254
							450		60		1278
						2400	60	40			1296
						2000	140				1326
②	盆地南界断裂	1	北西西	140	T_g–T_2	4700	1200	500			2462
						1800	200	150	400	200	1500
③	珠一北断裂	2	北东东	415	T_g–T_2	4000	500	120	300	100	1656
						3800	1100	300	100	40	1674
						3100	260	160	200	100	1692
④	珠一南断裂	2	东西	148	T_g–T_2	800	200	240	300	20	1596
						5400	100	160	100	40	1632
						400	1450	1200	800	400	1662
						3560	520	440	160	120	1698
⑤	珠二北断裂	2	东西	135	T_g–T_2	1200	400	340	260	100	1464
						2800	1000	900	520	200	1506
						460	400	200	80	40	1536
⑥	珠三北断裂	2	北东	210	T_g–T_2	2000	700	100	50		1320
						3800	900	340	240	100	1362
						3500	1200	500	440	200	1374
						940	200	100	140	60	1416
⑦	珠三南断裂	2	北东	220	T_g–T_2	2800	500	300			1200
						6000	400	280			1272
						8000	400	200	140	60	1320
						5000	1120	660	440	200	1338
⑧	珠一1号断层	3	北西西	65	T_g–T_2	200	100	80	50	30	1824
⑨	珠一2号断层	3	北西西	67	T_g–T_2	600	250	120	180	150	1866
⑩	珠二1号断层	3	北西西	145	T_g–T_2	1300	1200	200	550	300	1536
⑪	珠三1号断层	3	北东东	57	T_g–T_2	1100	100	50	20		1284
						600	200	150	100	80	1320
⑫	珠三2号断层	3	北东	68	T_g–T_2	2800	160	100	60	30	1254
						2800	200	100	60	20	1260

①本表可与图2-4-2对应。

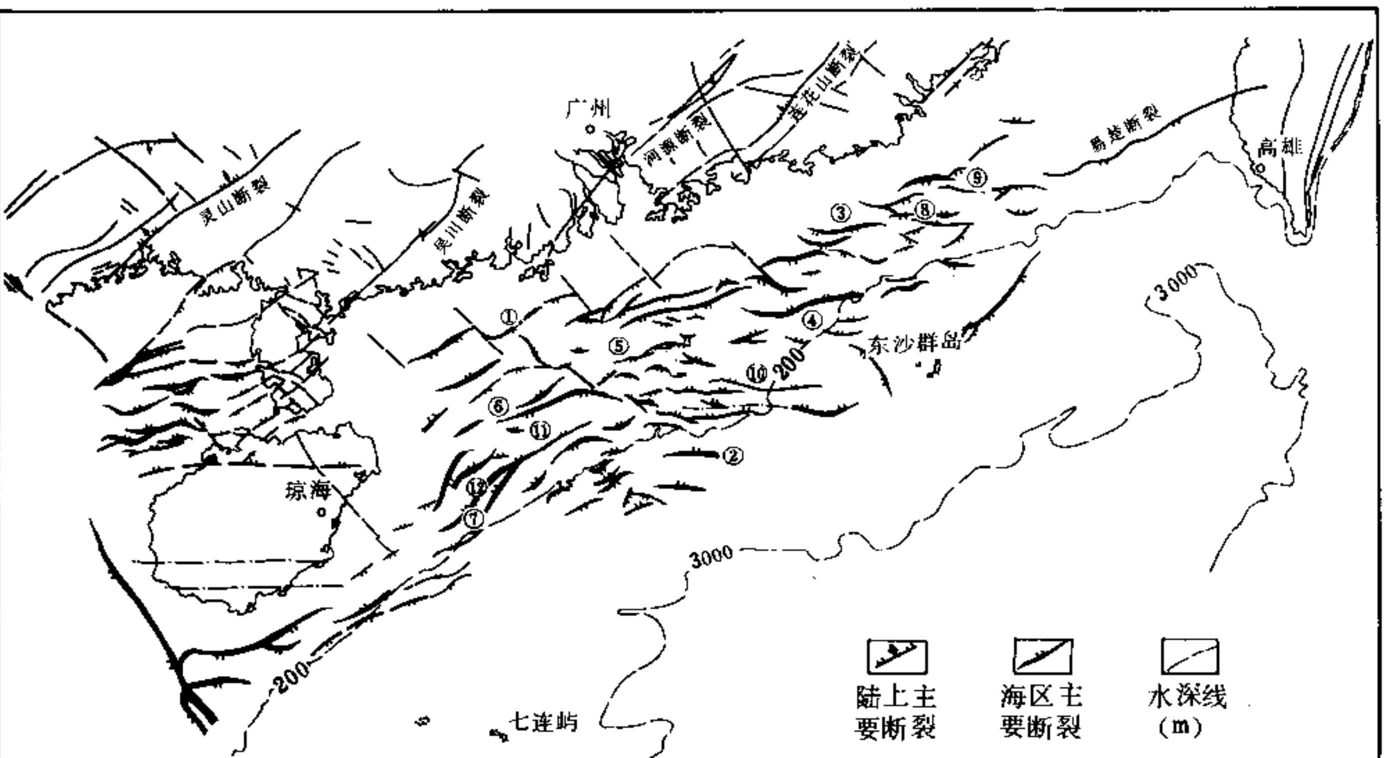


图 2-4-2　珠江口盆地主要断裂分布图

编号可与表 2-4-2 对照

这些断裂反映了如下特征：

①断裂走向以近东西和北东东—北东向为主，偶有北西向；②基本上都是正断层；③断距数百到数千米不等，以下第三系断距最大，向上逐步变小，断裂断开层位一般到中新统顶面上下，少数可以断达上新统顶部，乃至海底（图2–4–3）。基岩顶面断开水平距离5千米以上，最大可达10公里；④一般都控制下第三系地层厚度和沉积相，部分断裂下盘发育滚动背斜；⑤在第三系地层内发现的基性岩浆岩体海底火山均与这些断裂有关。

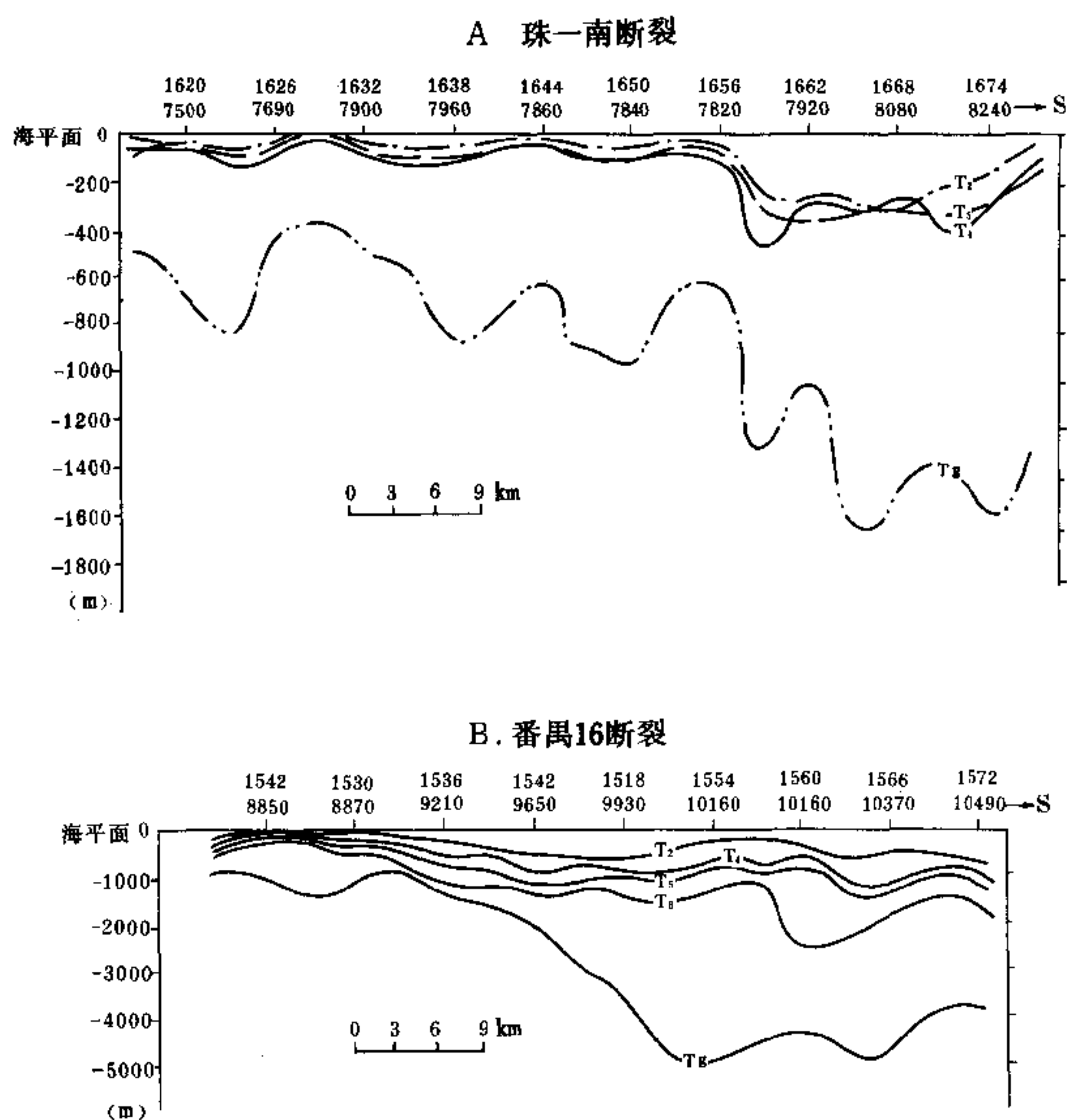


图2–4–3 典型断层落差展开图

其他1700多条断裂，除少数外，也均为张性断裂，方向以近东西和北西西向为主，发育时间一般为晚第三纪。北东向断裂较少且主要分布在盆地西部，主要发育期则为早第三纪。

综合以上特点，说明这些断裂都是在拉张状态下形成的，活动的主要时期是早第三纪和中新世，与南海主要扩张期中晚渐新世—早中新世相对应（32～17百万年）。

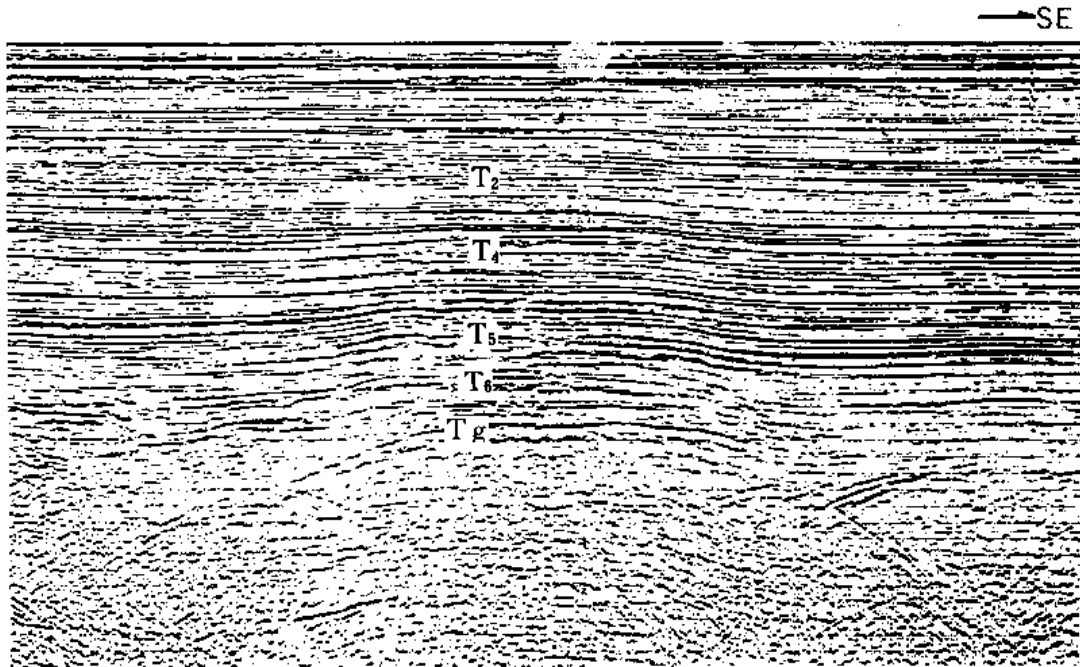
2.发育张性局部构造

在早期油气资源评价工作中，通过多层次的地震构造解释，在盆地的第三系沉积盖层中共发现 128 个局部构造（面积小于 10 平方公里，幅度小于 30 米的局部构造未计在内），其中 95%以上为张性盆地中的典型构造。它们的成因基本可分二类：

1）与前第三系基岩因素有关的构造。

这类构造主要发育在上渐新统和下中新统中。有披覆背斜和生长背斜两种。在古地形背景上，单纯沉积层的差异压实产生披覆背斜。如果伴随着生长断层的活动，在构造形成中则

A. 地震反射剖面特征



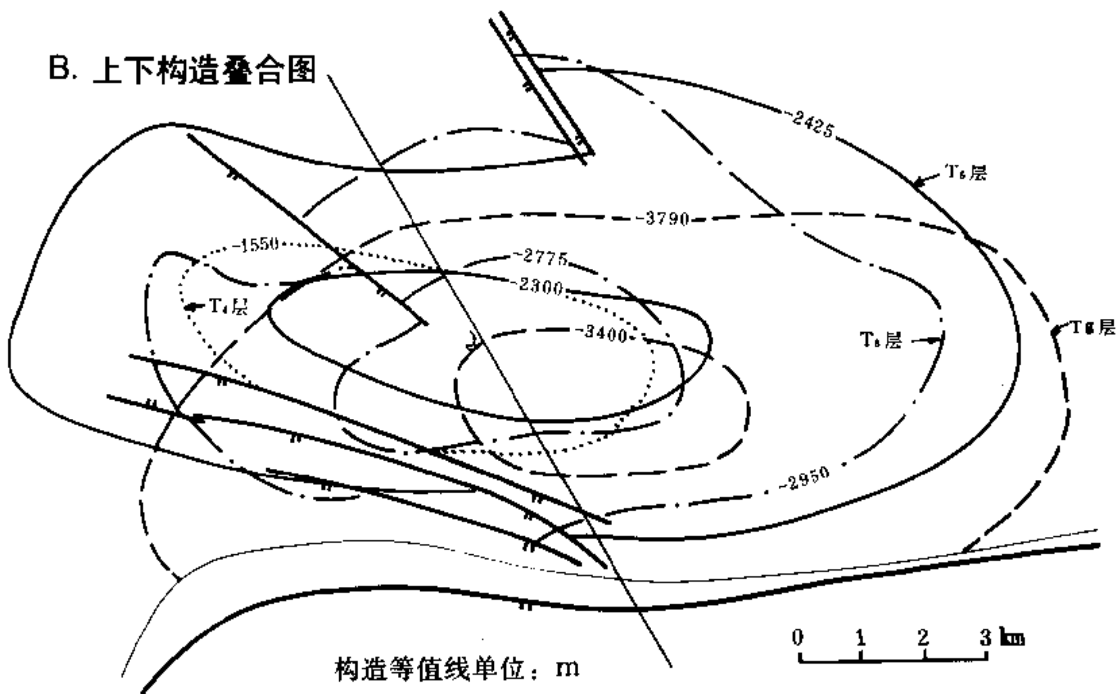


图 2-4-4 珠江口盆地与前第三系基岩因素有关的背斜

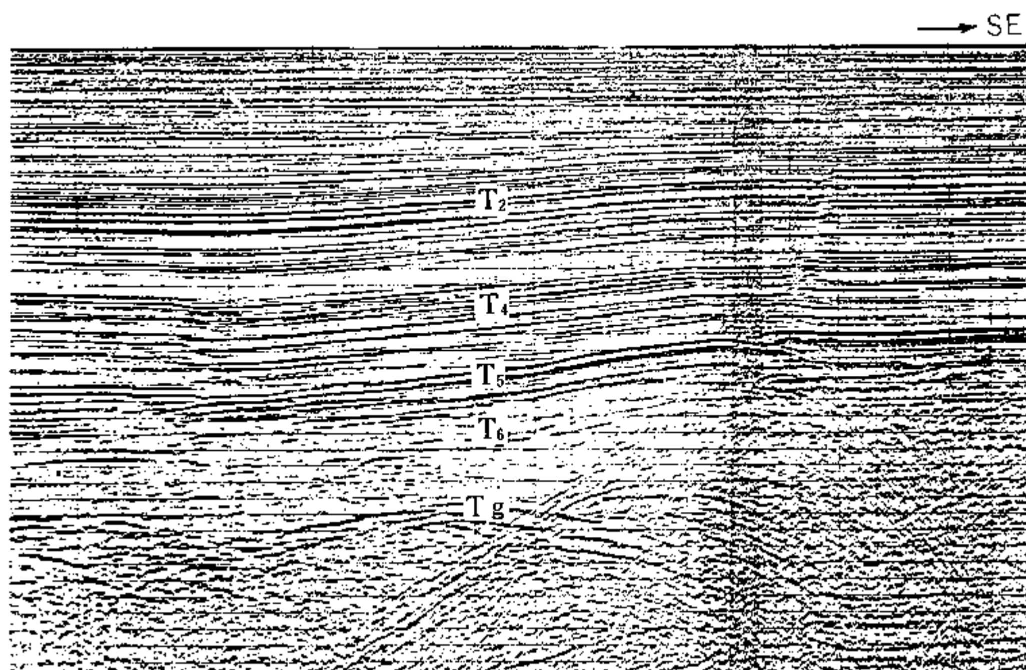
会有动的因素、构造高点往往发生偏移，则是生长背斜。这两种背斜虽在成因上有所差异，但它们又均是在古地形背景之上形成的，基本上承袭了前第三系古地形形态，在这一点上又是共同的（图 2-4-4）。

与基岩有关的构造是盆地内一种很重要的局部构造，它数量较多，约占盆地中局部构造总数的 35%。这类构造在形状上随基岩形态而异，分布上无定向性，但有地域规律，它们大多分布在盆地内二级基岩隆起带上。披覆背斜主要发育在较稳定的神狐暗沙隆起和海南隆起上；生长背斜则发育在活动性较大的东沙隆起和珠一、三坳陷内部基岩隆起上。

2）与断层有关的构造，常见有滚动背斜和半背斜两种类型。

滚动背斜：发育在同生断层下降盘，由于滑塌作用使地层在断层面一侧产生逆牵引回倾而形成。盆地内同生断层较多，但发育完好的滚动背斜数量较少，一般均为小型宽缓不对称的短轴背斜，轴线近于平行断层走向，高点平行断面迁移，伴生断层较多，主要发育时期为渐新世晚期—早中新世，地震 T_5~T_6 反射层上下（图 2-4-5）。

A．地震反射剖面特征



B．地震 T_5 层构造图

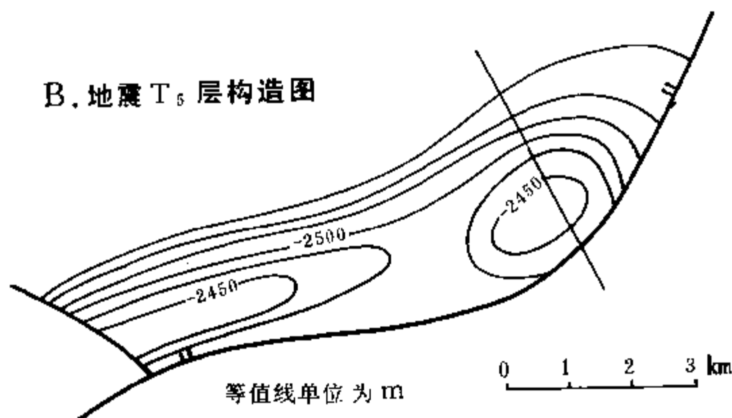


图 2-4-5　珠江口盆地的滚动背斜

半背斜（包括断鼻）：半背斜是盆地中最多的一种局部构造，它约占整个局部构造总数的 50%以上，有三种主要成因：

一是屋脊状半背斜（图 2-4-6），它是古断层崖和单面山地形基础之上发育形成的断层上升盘构造，断层面和组成半背斜的地层倾向相反。这类半背斜的构造规模大，翼部有下第三系超覆带，是盆地内最引人注目的构造。

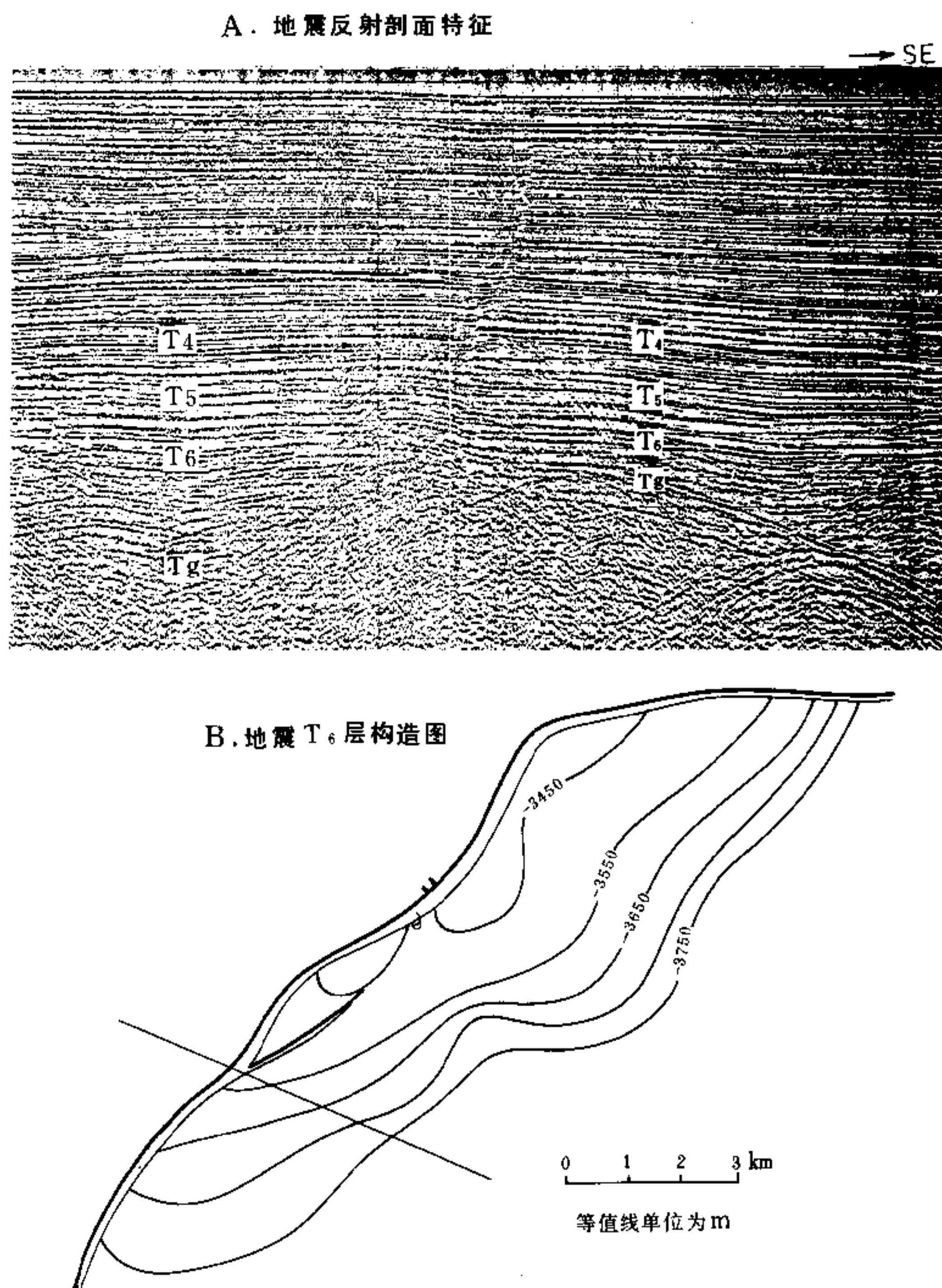


图 2-4-6 珠江口盆地的屋脊状半背斜

二是次级半背斜（图 2–4–7），它是沉积层沿主断裂面向凹陷中滑落时，由于塑性的反作用，随次级断层形成的上升盘构造。这类构造以规模小、上下构造不吻合、基岩顶面无凸起为特征。

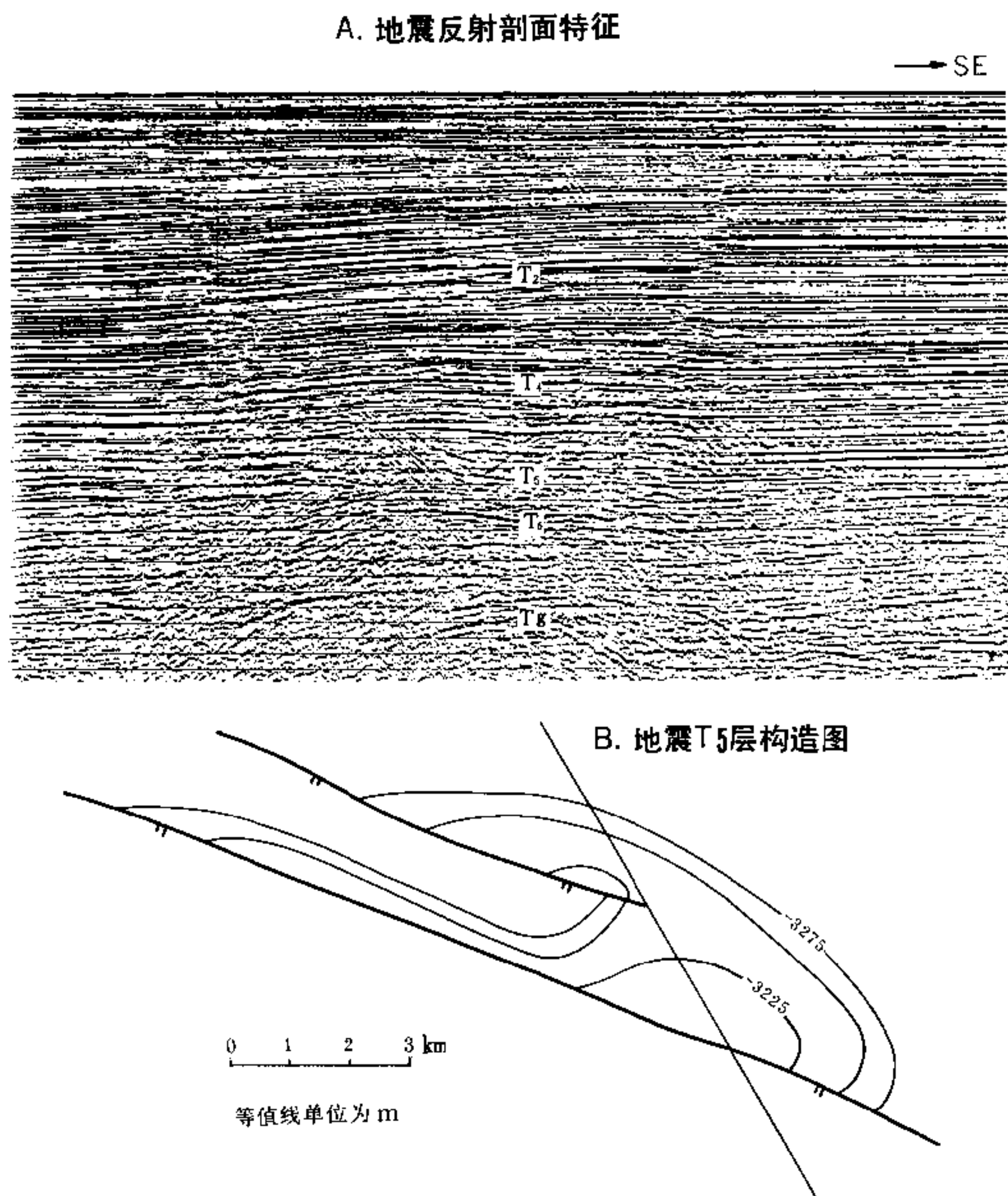
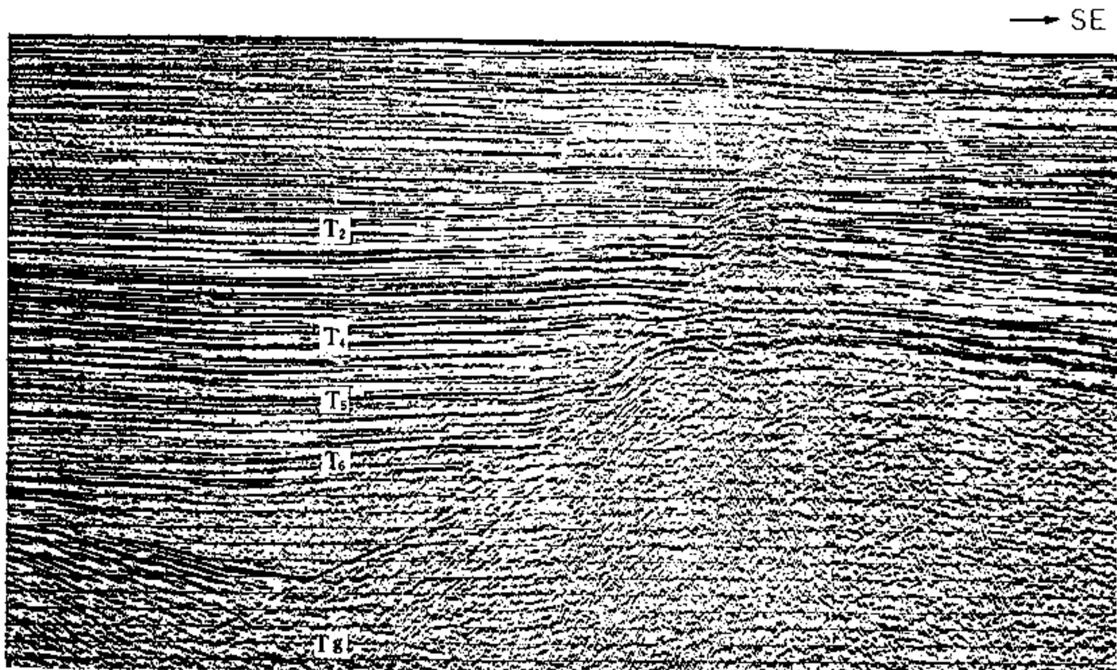


图 2–4–7 珠江口盆地的次级半背斜

三是下降盘半背斜（图 2–4–8），这也是盆地内多见的构造，是在生长断层下降盘沿断面一侧的地层无明显回倾，造成不完全逆牵引而形成，这类构造的规模一般也较小，特征和滚动背斜基本相同。

A.地震反射剖面特征



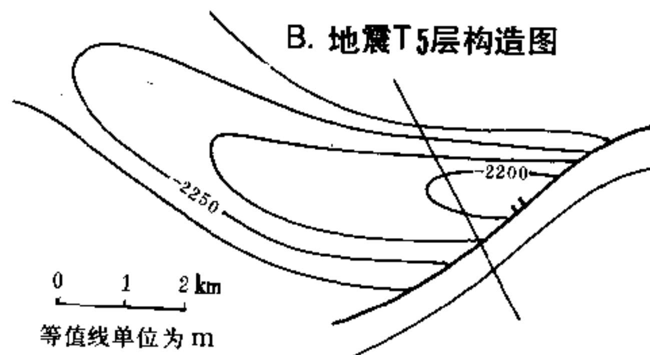


图 2-4-8 珠江口盆地的下降盘半背斜

滚动背斜和半背斜构造的成因与断层密切相关，所以它们的分布既有地域规律，又有方向上的线性特征。滚动背斜、下降盘半背斜、次级半背斜都分布在凹陷中，尤以珠一、二坳陷的凹陷中最发育；屋脊状半背斜则主要分布在盆地中部番禺低隆起上。这些构造的轴向与断层走向一致,平面上呈近东西或北西西向线性展布，构成盆地内沉积盖层中最醒目的构造线。

3）与沉积有关的构造。

目前盆地中仅见到与生物礁体有关的背斜。生物礁体具有丘状几何形态和同沉积的生长作用，所以礁体周边沉积有超覆现象，顶部地层较薄，上覆沉积层经差异压实作用形成背斜构造。这类构造一般发育在下中新统，主要分布在东沙隆起和珠二坳陷的西南部，在那里早中新世是沉积台地，环境有利于生物礁的扎根生长（图 2-4-9）。

三、盆地内存在挤压构造形迹

盆地内挤压构造形迹主要位于东经 111°40′～112°10′及北纬 19°10′～19°50′

之间，构造位置属珠二坳陷西南尾端，那里的堑状断陷中部有一个基岩隆起带，两侧凹陷的陡翼发育有挤压背斜和逆冲断层，其特征为：①背斜构造仅限于上第三系中中新统上下（地震 T_5 反射层以上），早期无构造，背斜两翼不对称，陡翼倾向边界断层；②逆冲断层均在早期正断层面上发生，逆冲层位也限于中中新统上下，逆冲方向朝着边界断层

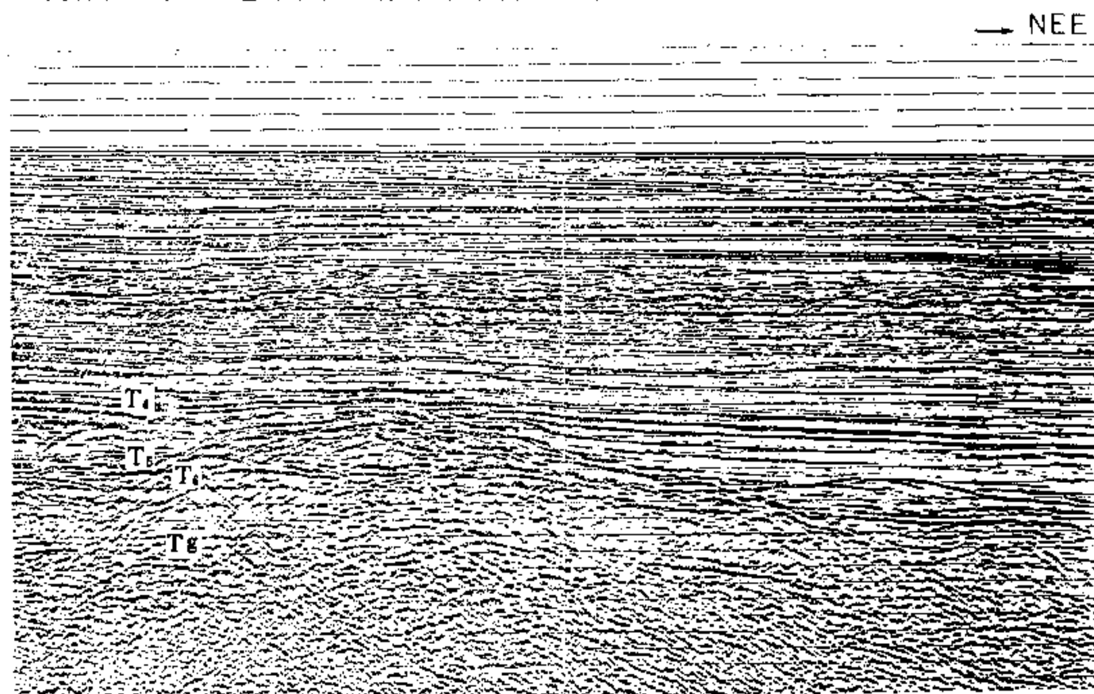


图 2-4-9 珠江口盆地与生物礁有关的背斜构造（地震反射剖面特征）

上述特征有两点值得注意：第一，基岩隆起带两侧凹陷中的逆冲不是相向而是背向的；第二，挤压构造形成的时间较晚，时间在晚中新世—上新世。

在张性盆地中出现挤压构造形迹，又为何在盆地西南尾端出现？什么成因？对此有不同看法。

中国海洋石油总公司海洋石油勘探开发研究中心（以下简称研究中心）认为是局部升降产生的挤压形迹。有人则认为是区域应力场的产物，是珠江口盆地在张扭活动中派生的一种非常特殊的构造类型❶（图 2-4-10）。

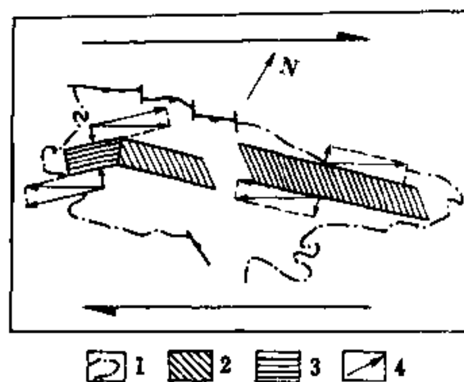


图 2-4-10 珠江口盆地扭动结构示意图

1—盆地边界；2—张扭区；3—压扭区；4—力学结构

中国东部第三纪张性盆地中的挤压构造形迹大多数分布在凹陷边缘，靠近山系或高大隆起区，例如冀中坳陷靠近太行山系的一侧。珠江口盆地的挤压构造形迹分布区也紧临海南岛及海南隆起区。张性盆地中挤压构造形迹地域

❶据石油工业部《珠江口盆地油气资源评价》报告附件，1981年。

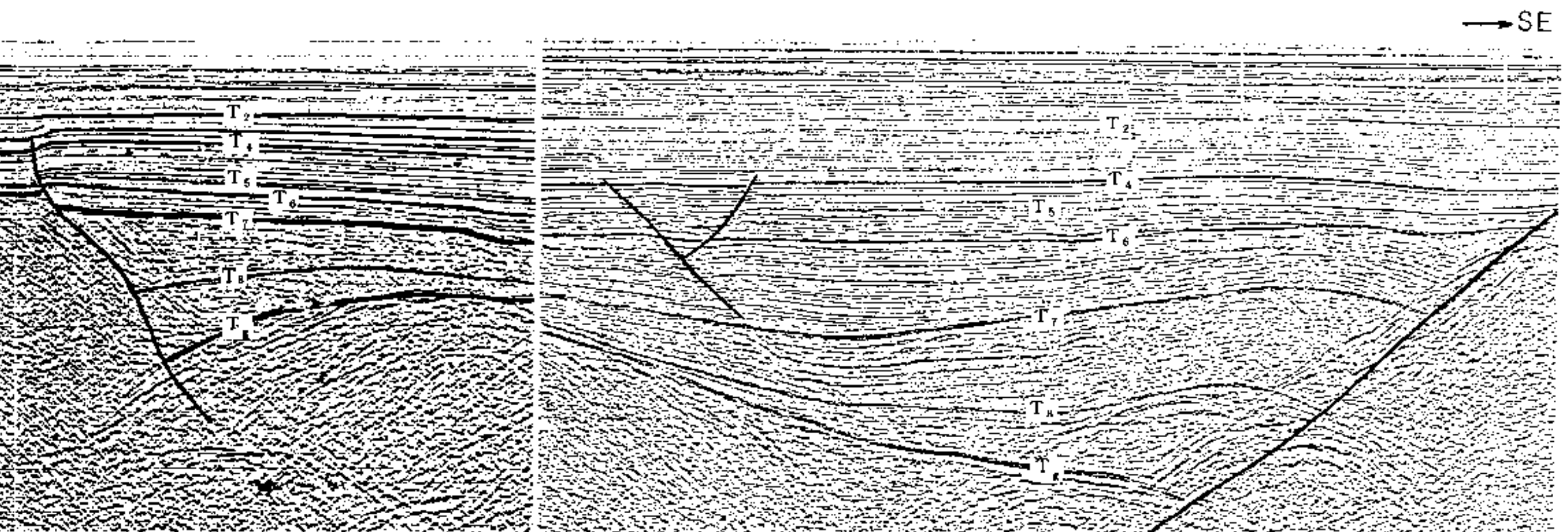


图 2-4-11　珠江口盆地珠三坳陷挤压构造形迹图

分布的规律性，说明它们有着相似的成因机制。

中新世晚期—上新世，喜马拉雅运动使红河地堑东南段剧烈活动，莺歌海海域在经过中中新世短暂隆起之后，于晚中新世剧烈下沉（其上上中新统—第四系厚越4500米），海南岛及海南隆起区则相应隆升，较剧烈的隆升对近邻珠三坳陷尾端产生侧压力，东南部又受神狐暗沙隆起阻挡，受阻的侧压力使坳陷中的沉积物压缩而向两侧拱挤，在凹陷边缘陡侧形成逆冲断层及挤压背斜（图2–4–11）。上述成因模式可能是张性盆地中形成挤压构造形迹较为常见的一种模式。

四、东西分带、南北分块是盆地构造的重要特征

盆地内受基岩断裂控制的基岩块断活动较为剧烈，且构成盆地的主要构造运动方式。由于基岩块断升降，使盆地内形成众多大小不一的张性箕状、堑状断陷和伴生的垒状、掀斜状隆起或断块体，因其生成与断裂活动有关，因此它们的分布和断裂的线性展布相一致，盆地中央分布着隆起和低隆起带，南北均为断陷带。类似的线性展布在降坳带内的二级构造带也是如此（图2–4–12）。隆随坳，凹伴凸，隆坳相间，凹凸相应，南北分带的构造格局是盆地的一个主要构造特征。

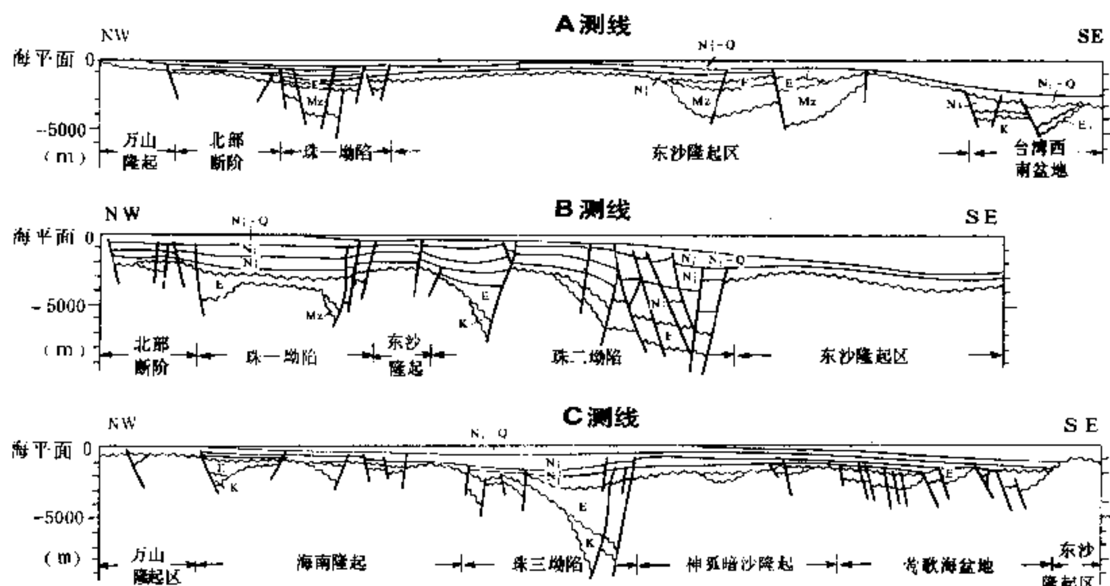


图2–4–12 珠江口盆地地震地质解释剖面图

基岩断裂对基底的控制，以及基底对沉积盖层构造的影响，在盆地内也十分明显。1981年，石油工业部珠江口盆地油气资源评价组根据重磁力线性异常，在盆地基底中解释了五条北西向大断裂，它们在第三系中一般无断开表现，仅沿断裂带发现有火山岩，所以这些断裂带有隐伏性质。其中有两条最为重要，一条位于神狐暗沙隆起东端，向西北延伸至广东省沿海与控制茂名盆地中新生代沉积的礁山大断裂相对应。另一条大致穿越东沙隆起和珠一坳陷中段与广东省沿海控制三水盆地的北西向断裂相对应。这两条断裂把盆地截切成东、中、西三块，盖层构造也相应被分成三大块，每块的构造特征各有差异。

西块：主要构造线北东—北东东向，断裂发生稍早，下第三系发育，是当时的沉积中心，而上第三系则相对较薄。

中块：主要构造线近东西—北西西向，上下第三系均较厚，上第三系沉积中心处于该块南部。

东块：主要构造线近东西—北西西向，第三系较薄，中生界广泛发育，构造活动性强，断层发生略晚。

上述现象说明，北西向隐伏断裂对基底构造有明显的控制作用，不同的基底组成产生第三系盖层构造特征的差异，东西分块则是盆地又一个重要的构造特征。

第三节 构造单元区划

在基岩断裂和基岩块断活动作用下，盆地内部形成多凸多凹、隆坳相间的构造格局。由于隆坳之间无截然界线，因此多年来对盆地内部构造单元的区划意见也不尽相同，但究其实质也无重大的原则差别，因此下面就择其一种观点作为重点叙述，同时对其它区划意见也作扼要记述。

1982 年，海洋研究中心以新生界 1000 米等厚线圈定的盆地内部划分出七个构造单元，即三个负向构造单元——珠一、珠二、珠三坳陷；四个正向构造单元——东沙、神狐暗沙、海南隆起及北部断阶（参见图 2–4–12 和图 2–2–4)。并认为珠江口盆地有三种类型的坳陷及两种类型隆起。

一、坳陷

珠一坳陷是双断继承性坳陷，呈北东东向分布。南北界为一系列东西向断裂。早第三纪时基岩块断活动剧烈，分割性强，有近东西向的 5 个断陷及 5 个凸起带；晚第三纪始形成统一的坳陷。基底由西向东抬高变浅，叠置在中生界盆地之上。坳陷的活动性较大，北西西、近东西向构造线发育，断裂的晚期活动较强，东部分布有较多的火山岩体。

珠二坳陷是单断箕状的继承性坳陷，呈近东西走向，也是盆地内北西西，近东西向构造线发育地区。早第三纪时南断北超，中央为凸起带，发育北西西、近东西向断裂，把基底分割成一系列向南倾斜的块断山，其上发育规模巨大的第三系半背斜、断背斜带。断裂长期发育，断达层位高，大断层下降盘有滚动背斜构造。

珠三坳陷是双断非继承性坳陷，呈北东、北东东走向，早第三纪是典型的地堑，南缘大断裂活动强烈，基岩落差 5000～8000 米，北缘断裂基岩落差 1000～4000 米，控制了下第三系沉积，此种地堑是当时珠江口盆地主要的坳陷中心，中央有一凸起带，顶部缺失下第三系，晚第三纪由于西部抬升，坳陷逐渐东移，上第三系厚度较薄。坳陷西南部存在与升降运动有关的挤压构造形迹，南缘大断裂下发育有滚动背斜构造。

二、隆起

海南、神狐暗沙两隆起是较稳定的隆起，走向北东、北东东向，早第三纪处于隆升状态，只发育一些小型断陷，下第三系一般厚 500～1500 米，晚第三纪接受沉积，但厚度也较薄，一般 1500～2500 米。隆起上基底起伏明显，基岩潜山，块断山及第三系披覆背斜构造较多。海南隆起基底由三排凸、凹带组成，显示块起块落的特征。

东沙隆起是区域性隆起向盆地延伸的倾没部位，呈北东东—东西走向，活动性较大。早第三纪也发育一些小断陷；晚第三纪有两次升降。早中新世初期隆起，中期下沉接受沉积，末期又复上升遭受剥蚀；中中新世又下陷接受沉积。隆起上断裂十分发育，基底起伏较明显，基岩隆起正常发育第三系生长背斜和半背斜构造，中新世发育生物滩、礁。

三、断阶

北部断阶位于万山隆起区和珠一坳陷之间，走向北东东，其南北均大致以断裂与隆坳分界，下第三系基本缺失，上第三系厚达1500米上下，其上发育一些断块构造，是一个过渡性构造单元。

海洋研究中心上述区划意见是以珠江口盆地油气资源评价报告为基础的❶，仅稍微作了一些更动，将北部断阶的西部划为海南隆起，因此，实际上代表了该报告的观点。

对珠江口盆地构造单元区划较为特殊者，为地质部南海地质调查指挥部的意见❷。他们以新生界1500米等厚线圈定珠江口盆地范围，同时在其邻域相应划出同级的四个隆起区——万山隆起区、海南隆起区、东沙隆起区、神狐一统暗沙隆起区，盆地内部因降坳界线不清未划出正向构造单元，仅分出珠一、二、三坳陷和二级构造带（参见图2-2-2）。

近年来，通过钻探工作发现，珠二坳陷中部是一个由花岗岩组成的基岩低隆起区，这里发育北西西、东西向构造线，基岩块断活动剧烈，发育一系列基岩块断山及箕状小断陷。基岩块断山局部缺失下第三系，对南北两侧的坳陷有局部分割作用；箕状断陷内下第三系厚度大，与断裂及基岩块断山有关的大型屋脊状半背斜，断背斜构造发育。总的说来，此带在基底组成、构造特征、沉积发育、油气藏形成条件等诸多地质因素，与其南北两面的珠一、二坳陷有较大的区别。据此，南海东部石油公司等。已将其从珠二坳陷中划出，建立一个单独的构造单元——番禺低隆起，修改后的构造单元区划参见前文图2-2-4。这张图较真实地反映出珠江口盆地降坳相间的构造格局，自北而南有如下正负向构造单元：

①由海南隆起和北部断阶组成的正向构造单元，有人称之为陆缘隆起带。

②由珠一、三坳陷组成的负向单元，有人称为北部坳陷带。

③由神狐暗沙隆起、番禺低隆起、东沙隆起组成的正向单元，有人称为中部隆起带。

④南部珠二坳陷与台湾西南盆地（或坳陷）和琼东南盆地（或坳陷）相对组成负向单元，有人称之为南部坳陷带。

经修改后的构造单元、坳陷总面积为7.3万平方公里，占盆地总面积的49.7%；隆起总面积为7.4万平方公里，占盆地总面积的50.3%，隆、坳基本对半，数据详见表2-4-3。

表2-4-3　珠江口盆地构造单元数据表

单元名称	面积（万 km^2）	新生界最大厚度（m）	下第三系最大厚度（m）	上第三系最大厚度(m)	构造类型
1.珠一坳陷	3.6	7000	2500	4500	双断地堑、继承坳陷
2.珠二坳陷	2.6	10000	4000	6000	单断箕状断陷、继承坳陷
3.珠三坳陷	1.1	8500	5000	3500	双断地堑、非继承坳陷
4.海南隆起	2.5	4000	1500	2500	稳定隆起
5.神狐暗沙隆起	2.1	3000	1500	1500	稳定隆起
6.东沙隆起	1.1	3000	500	2500	活跃隆起
7.北部断阶	0.9	2500	500	1500	阶梯状断阶
8.番禺低隆起	0.8	5000	1600	3400	掀斜基岩断块及箕状小断陷

❶据石油工业部珠江口盆地油气资源评价组，1981。

❷地质部南海地质调查指挥部，1982，"珠江口盆地地质构造特征及油气远景初步评价"。

第四节 盆地属性及其构造演化史

珠江口盆地的构造属性及演化史，在各类文献中一般均结合南海构造演化进行探讨。

南海是西太平洋岛弧带后面的一个边缘海。在1977年，上田诚也曾指出："边缘盆地的成因是当今板块构造最大的未解决问题之一。"在1976年，本·阿弗拉姆在评论南海构造时指出："世界上还没有其他地区在分析整个构造过程中有这么多困难。"这些当今板块构造的专家们道出了南海构造演化的复杂性，因此本节不想多讨论这个问题，仅就现有的观点作一简单介绍，并在阐述珠江口盆地构造演化时推荐几张南海构造演化模式图。

有关南海成因的文献较多，但就观点而言，仅有微型扩张和地台裂解说两种。

微型扩张说目前研究现状是：①就扩张方式而言，有弧后扩张和断裂三叉点扩张两种方式；②关于扩张时间的意见逐步统一为中晚渐新世至早中新世；③扩张中心，根据磁条带分析在北纬15°附近，扩张轴呈东西向，扩张方向为南北向。但也有人则认为扩张中心在红河大断裂向东南延伸的分叉点（海南岛以南），扩张轴应当是北东向，扩张方向为北西南东向；④现今的西沙、中沙、南沙群岛是扩张中脱离大陆漂移的克拉通碎片；⑤南海的东及东南存在俯冲带（马尼拉海沟、巴拉望海槽），而西及北未发现俯冲带，应是被动型大陆边缘。

地台裂解说认为，南海原系一个地台（称南海地台，见前文），周围被各时期的地槽沉降带所包围，当这些地槽沉降带在古生代—中生代先后褶皱回返之后，古老的地台则开始裂解，强烈沉降成为海盆，其中，中心部分由于地幔物质沿大断裂大规模溢出，老的陆壳受到熔融，演化为新生洋壳，因此在南海中既有大大小小的大陆型地壳，也有洋壳，呈现出错综复杂的地质面貌。

以上扼要的勾划出南海构造演化的情况，下面我们来讨论珠江口盆地的构造属性及演化史。对于这个问题，说法虽较多，但本质无较大差别，所以下面选择一些主要者作一介绍。

1）石油工业部珠江口盆地油气资源评价组等认为，珠江口盆地是一个裂谷拉开盆地，经历了晚白垩世至早渐新世（裂谷）—中渐新世至早中新世（拉开）—中中新世至第四纪（三角洲）三个演化阶段。珠江口盆地原处于陆壳之上，晚白垩纪至早渐新世地壳裂开，形成一系列断陷；中渐新世至早中新世伴随南海第二次扩张（距今32～17百万年），南部地壳拉薄成为过渡型地壳，裂谷被拉开，使分割的断陷连成一体，同时古珠江携带大量泥沙向南海堆积推进，形成三角洲盆地。这一认识主要反映在图2-4-13和2-4-14中。

2）李德生等（1983）列珠江口盆地为陆壳边缘断陷—坳陷盆地类型。他认为珠江口盆地早第三纪时由中生代小型盆地进一步张裂成为较大的断陷，渐新世晚期与南海沟通形成大型泻湖，早中新世断陷继续下沉，海侵加剧，出现以海底山为南界的半封闭海盆，中中新世—上新世盆地范围扩大，全区转为坳陷型沉积，形成开阔型大陆架。

3）翟光明等（1983）称珠江口盆地为拉张型盆地，划分了三个演化阶段：

①裂谷发展时期，晚白垩世至老第三纪，为地堑式陆相堆积。

②裂谷早期拉开时期，早中新世，为半封闭海沉积体系。

③裂谷全拉开时期，中中新世开始至今，为开阔海沉积体系。

4）王尚文等（1983）认为珠江口盆地是由于太平洋板块和印度洋—澳大利亚板块的俯冲及南海海盆的扩张，在陆缘和岛弧后缘形成的弧后裂谷盆地。晚白垩世至早第三纪初期盆

地南缘曾经发育过一条火山岩浆弧带，弧后产生拉张和块断裂陷作用，形成早期裂谷，充填了山麓洪积相红色粗碎屑建造；始新世—渐新世裂陷作用加剧，裂谷范围扩大，出现了深水、半深水湖相沉积；晚第三纪随着南海中央海盆洋壳的逐渐形成，盆地继续下沉，海水北侵，漫过火山弧，早中新世形成半封闭海盆，中中新世以后形成开阔海。

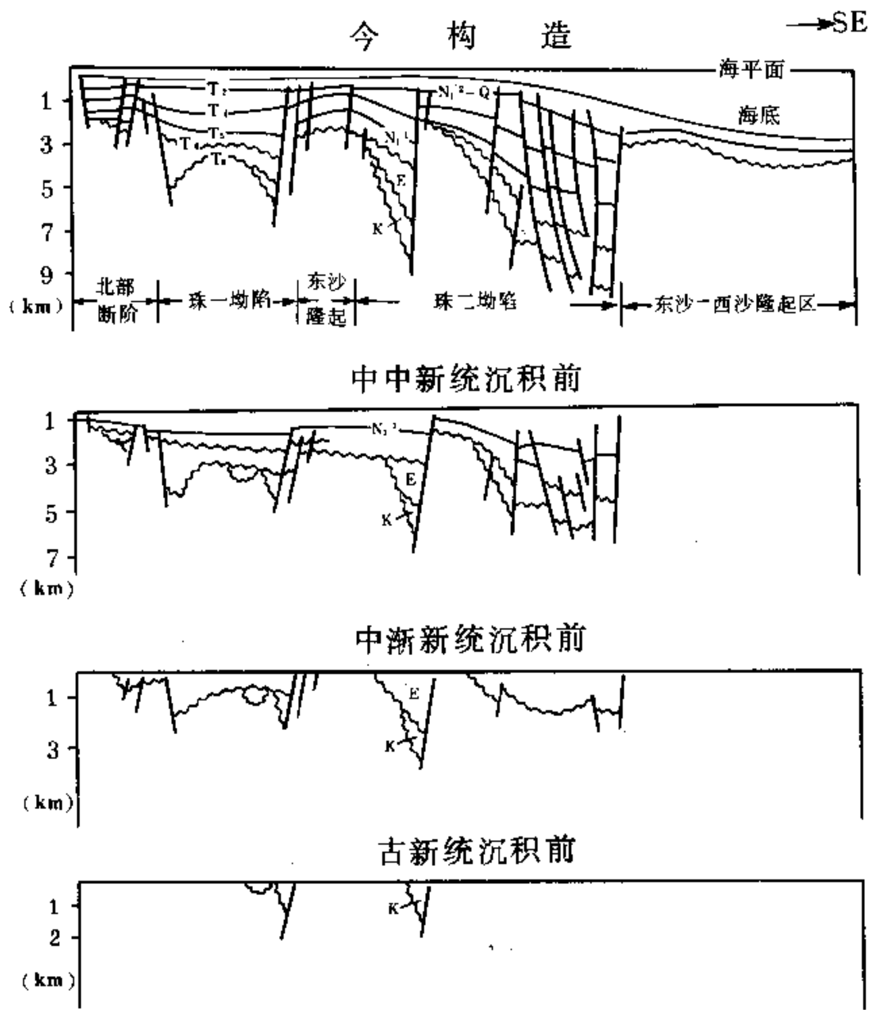


图 2-4-13 珠江口盆地地质发育剖面图

5) 冯志强等（1982）则认为："珠江口盆地在成因机制、构造特征及沉积类型上，明显不同于中国东部陆地上的'板内盆地'，也有别于直接同岛弧体系相联系的通常所说的'弧后盆地'。它虽位于台湾—菲律宾弧后，而形成于被动型华南大陆边缘之上，是以新生代为主要成盆期的大型含油气盆地，属于我国中新生代含油气盆地中的一种新类型。"新类型是什么？文中无结论。但金庆焕、冯志强等在同年编写的《珠江口盆地地质构造特征及油气远景初步评价》中又称陆缘盆地，并结合南海板块构造阐述了珠江口盆地的成因及演化，分为四个阶段（图 2-4-15）：

①扩张前的区域隆起阶段：始新世晚期—渐新世早期，印度板块与亚洲大陆开始发生碰撞，太平洋板块对欧亚板块的俯冲活动由北西向转为北西西向，板块运动体制正处大调整时期，对南海及其邻域形成东西向侧压力，从而引起区域性的抬升，珠江口盆地的基底

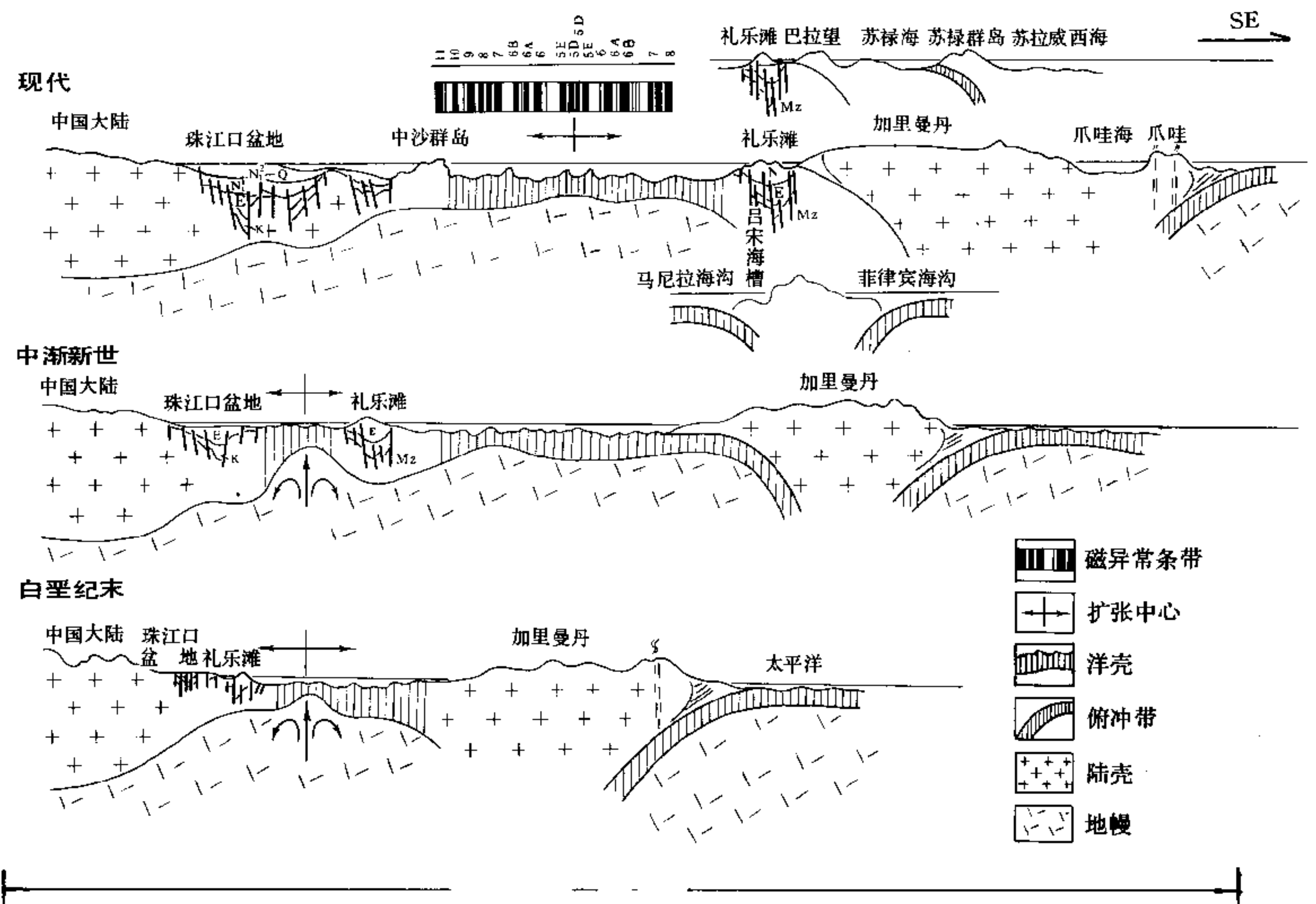


图 2-4-14 南海地质构造演化示意图

面貌也反映了此时期的准平原状态。

②裂谷和海底扩张阶段：中渐新世—早中新世上地幔上凸，张裂面向纵深发展破坏了上地幔的热平衡状态，促使上地幔物质上涌，出现伴有玄武岩喷发的双裂谷，中部地垒即神狐—一统暗沙隆起区，南部裂谷演化为洋壳，北部裂谷“僵化”而成僵化地堑，即珠江口盆地。

③海盆下降阶段：早、中中新世，礼乐滩板块与婆罗洲在中新世早期相撞，海底扩张活动停止，由于上地幔热消退后的均衡作用，新洋壳开始全面下沉。因海底扩张变薄了的地壳随上地幔恢复原状而下降时，就形成了比早先断陷范围更大的坳陷，珠江口盆地的沉积也由陆相过渡到海相。

④沉降发展阶段：晚中新世—第四纪，南海大规模全区下沉，均为海相沉积，且可以在整个海域追踪对比。由于海盆下沉的幅度比陆缘区大，因此沉积物由陆缘区向海盆边缘加积推进且厚度显著增加。

至此，编者试以对珠江口盆地的构造演化作一综述。

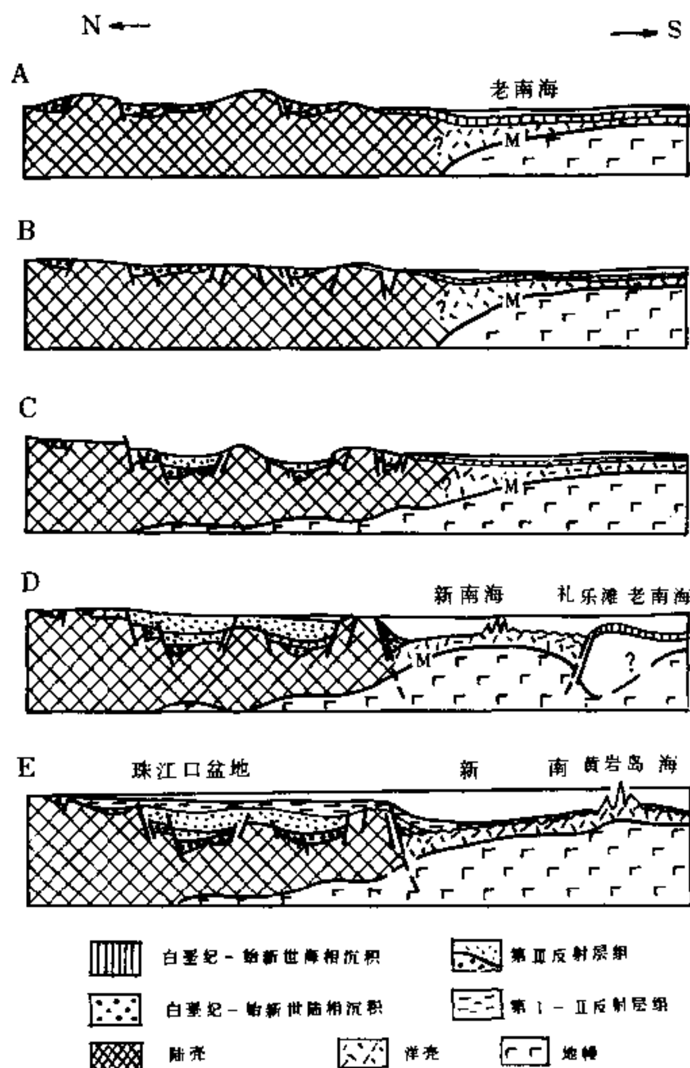


图 2-4-15 南海及珠江口盆地地质构造演化简图(据金庆焕等,1982)

A—板内断陷（白垩纪—始新世）；B—区域隆陷（始新世末—渐新世初）；

C—裂谷（早渐新世）；D—扩张（中渐新世—早中新世）；

E—沉降（中中新世—上新世）

近年来，多数学者认为亚洲陆缘的边缘海大多是弧后扩张的产物，珠江口盆地作为南海边缘海的一翼，形成盆地的裂陷作用无疑是南海边缘海的扩张结果。但必须指出，华南大陆南缘尚未发现新生代岛弧体系的证据，也不存在洋壳的俯冲，所以应该是一个被动型大陆边缘。珠江口盆地就是在这被动大陆边缘形成的新生代陆缘盆地，因而缺少明显的壳幔镜象反映，成盆作用的主要应力是南海扩张引起的拉张作用。

古新世—始新世（可能包括晚白垩世），华南陆缘在隆升背景上产生一系列断陷，这类断陷规模大小不一，分割性强，早期为充填式河湖相沉积，中期断陷湖盆扩大，出现浅—深水湖相泥质岩，并时有沼泽化现象。始新世晚期喜马拉雅运动发生，这一运动在广州附近的三水盆地表现为中下始新统和上始新统之间的不整合，在珠江口盆地则以始新世文昌组和渐

新世恩平组之间的不整合为代表。这次运动是喜马拉雅地槽的主褶皱幕，它使喜马拉雅地槽关闭，欧亚大陆和印度次大陆最终碰撞，影响波及中国大陆，华南陆缘也因此再度隆起，珠江口盆地则整体抬升，并伴随有小规模的基性岩浆活动，早期的断陷沉积也部分受到剥蚀改造，断陷湖盆也随之萎缩，沉积了早渐新统恩平组湖沼、河泛相煤系地层，末期以地震 T_7 不整合代表的运动发生，结束了盆地断陷历史。

晚渐新世—早中新世（32～17 百万年）南海主扩张幕时期，珠江口盆地地壳再度变薄、沉陷，在侵蚀基准面之上海水从西南入侵，水体逐步扩大漫上早第三纪隆起区，形成大型半封闭海湾，古珠江三角洲开始发展，构成坳陷雏形。这时的沉积早期以海陆交互相碎屑岩为主，中期以大型三角洲和碳酸盐岩台地沉积为特征，晚期海湾开放，发育一套海进泥质岩。

中中新世南海扩张停滞，新生洋壳冷却，南海全面下沉，珠江口盆地坳陷成形并沦为广海，逐步构成现今面貌。

根据上述，我们可以把珠江口盆地的构造演化及沉积史归纳为以下两大阶段五个时期（表 2-4-4）。

表 2-4-4　珠江口盆地构造、沉积演化简表

地质时代	地层单元	接触关系	演化阶段		沉积相
第四纪			Ⅱ 坳陷	(5) 中、晚期	大陆架广海
上新世	万山组				
晚中新世	粤海组				
中中新世	韩江组				
早中新世	珠江组	局部不整合		(4) 早期	半封闭海湾－大型三角洲、台地
晚渐新世	珠海组	区域不整合			
早渐新世	恩平组	区域不整合	Ⅰ 断陷	(3) 萎缩期	河流湖沼
始新世	文昌组	不整合 ?		(2) 发展期	湖
古新世	神狐组	区域不整合		(1) 充填期	河湖
中生代					

上述两个构造演化阶段，形成五套沉积体系，发育不同类型的生、储、盖层。古、始新世断陷河湖相沉积体系，晚期出现较深水—深水湖相，形成盆地内主要的文昌组湖相生油层；渐新世早期河流湖沼相沉积体系，发育一套含煤的砂泥岩，形成恩平组煤系生油岩。渐新世中期区域上升剥蚀后，形成了晚渐新世珠海组的海陆交互相沉积体系，发育了一套砂岩

储集层。早中新世坳陷扩大，形成了半封闭海湾、古珠江三角洲和广海沉积体系，下中新统珠江组的三角洲砂体、台地礁滩、前三角洲泥和海进泥质沉积，是盆地内最重要的海相生油层、储油层和区域性盖层。

珠江口盆地两大构造演化阶段和五个沉积期，构造运动方式、沉积体系都有差别，并在成油过程中各有不同的影响，悉心剖析它们，对盆地的油气勘探将会产生有意义的启示。

第五章 油 气 生 成[●]

第一节 原 油

珠江口盆地于1974年开始油气勘探，1979年8月11日在珠5井首获工业油流，目前已在19口发现井及一批评价井中获得工业油流，共发现油田和含油构造19个。现从以下几个方面记述其原油的特点。

一、原油性质和化学组成特征

珠江口盆地的原油是典型的陆相原油，具有低钒镍比（0.02～0.33）、低硫（含硫量一般0.02～0.64%，最高1.1%）为特征，多数原油属高蜡原油，其含蜡量在16%以上（详见表2-5-1）。

表2-5-1 珠江口盆地原油物理性质和化学组成表

编号	井号	试层	相对密度	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	蜡 (%)	硫 (%)	镍 (%)	钒 (%)	钒/镍
1	惠州 21-1-1	7	0.7995	3.7	22.0	12.62	0.09	0.330	0.007	0.021
2	惠州 21-1-1	6	0.7975	2.84	17.0	17.99	0.14	0.23	0.042	0.183
3	惠州 21-1-1	3	0.8035	2.80	26.0	14.28	0.27	0.34	0.015	0.044
4	惠州 33-1-1	8	0.8900	37.7	34.0	21.00	0.12	3.75	0.560	0.149
5	陆丰 13-1-1	5	0.8675	21.60	40.0	20.17	0.29	6.70	0.67	0.100
6	陆丰 13-1-1	3	0.8653	16.86	40.0	29.90	0.15	2.00	0.16	0.080
7	陆丰 13-1-1	2	0.8760	14.40	40.0	16.27	0.44	2.43	0.05	0.021
8	陆丰 13-1-1	2	0.8654	15.51	40.0	30.41	0.18	1.70	0.16	0.090
9	陆丰 13-1-1	1	0.8749	16.30	37.0	16.47	0.16	1.50	0.20	0.130
10	陆丰 15-1-1	3	0.9147	94.25	44.0	11.85	1.10	1.56	0.22	0.141
11	陆丰 15-1-1	2	0.8643	22.58	41.0	16.37	0.17	2.81	0.168	0.060
12	陆丰 15-1-1	1	0.9075	91.03	44.0	15.04	0.64	0.850	0.033	0.039
13	流花 11-1-1A	3	0.9059	80.14	-2.0	0.00	0.29	3.200	0.080	0.150
14	西江 24-1-1	4	0.8348	4.64	35.0	28.20	0.06	0.79	0.055	0.070
15	西江 24-1-1	3	0.8368	4.83	35.0	43.60	0.05	0.840	0.048	0.057
16	西江 24-1-1	2	0.8227	3.62	32.2	31.00	0.04	0.300	0.035	0.117
17	西江 24-1-1	1	0.8633	8.27	37.8	28.60	0.04	0.540	0.043	0.080
18	西江 24-3-1AX	5	0.8915	32.16	22.0	15.42	0.08	0.450	0.128	0.267

●张景龙参加该章第一、二节的编写，王正吉参加第三节初稿的编写。

续表

编号	井号	试层	相对密度	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	蜡 (%)	硫 (%)	镍 (%)	钒 (%)	钒/镍
19	西江 24-3-1AX	4	0.8639	19.98	42.0	25.28	0.06	0.320	0.030	0.094
20	西江 24-3-1AX	2A	0.8255	5.02	34.0	17.96	0.03	0.220	0.030	0.136
21	西江 24-3-2X	4	0.8922	32.00	22.0	17.00	0.07	1.900	0.100	0.053
22	西江 24-3-2X	3	0.8639	17.50	39.0	27.20	0.06	0.400	0.100	0.250
23	西江 24-3-2X	2	0.8638	15.70	39.0	26.00	0.06	0.600	0.100	0.167
24	西江 24-3-2X	1	0.8254	4.75	34.0	23.10	0.03	0.300	0.100	0.333
25	西江 34-3-1	3	0.8473	12.90	39.0	16.70	0.20	1.030	0.113	0.110
26	西江 34-3-1	2	0.8524	12.70	39.0	13.40	0.90	0.940	0.082	0.087
27	西江 34-3-1	1	0.8388	9.70	39.0	15.20	0.07	0.620	0.047	0.076
28	珠 5		0.8450	9.80	34.0	26.49	0.21	1.300	0.150	0.115
29	珠 7		0.9297	69.30	−17.0	6.06	0.12	4.000	0.450	0.113

原油产出层位主要是渐新统珠海组和下中新统珠江组，其次为中中新统韩江组。原油性质随产层层位新老和埋深不同，在纵向和横向上均有较明显的变化。层位新、埋藏浅，原油性质一般较差；反之，原油性质一般较好（见图 2-5-1）。

运移效应、水洗作用和生物降解作用是影响原油性质差异的主要因素。

依据原油性质和化学组成特征，可将原油分为三类：

1.正常原油

这类原油分布最广泛，具有含蜡量高、凝固点高的特点。含腊量为 19.28～43.6%，凝固点为 44～20.5℃，粘度 2.8～45.1 毫帕秒（V50℃，下同），相对密度为 0.835～0.8922，个别低成熟度原油可达 0.9147。

2.降解原油

这类原油都为低含蜡、低凝固点、高粘度、高密度的重质油。含蜡量为 0.43～6.06；凝固点-2～-17℃；相对密度为 0.9059～0.9531；粘度为 69.3～411 毫帕秒。

3.凝析油

这类原油分布较为局限，仅见于惠州 21-1-1 井及昌 9-2-1 井。具有低相对密度（0.7649～0.7961），低粘度（1～1.78 毫帕秒）；低含蜡量（2.24～6.53%），低凝固点（-2～8℃）等特征。

上述三类原油的族组成特征也有明显差异。正常原油的饱芳比为 2.5～6.9；降解原油的饱芳比最低，为 1.9～2.9；凝析油的饱芳比最高可达 6.7～10.9。珠江口盆地原油的族组成资料详见表 2-5-2。

从降解原油到正常原油和凝析油总的变化趋势是，饱和烃含量和饱芳比递增，胶质、沥青质含量递增（见图 2-5-2）。饱和烃含量一般范围值是 50～89%，芳香烃为 5～29.5%，胶质含量为 1～21%，沥青质为 1～12.2%。

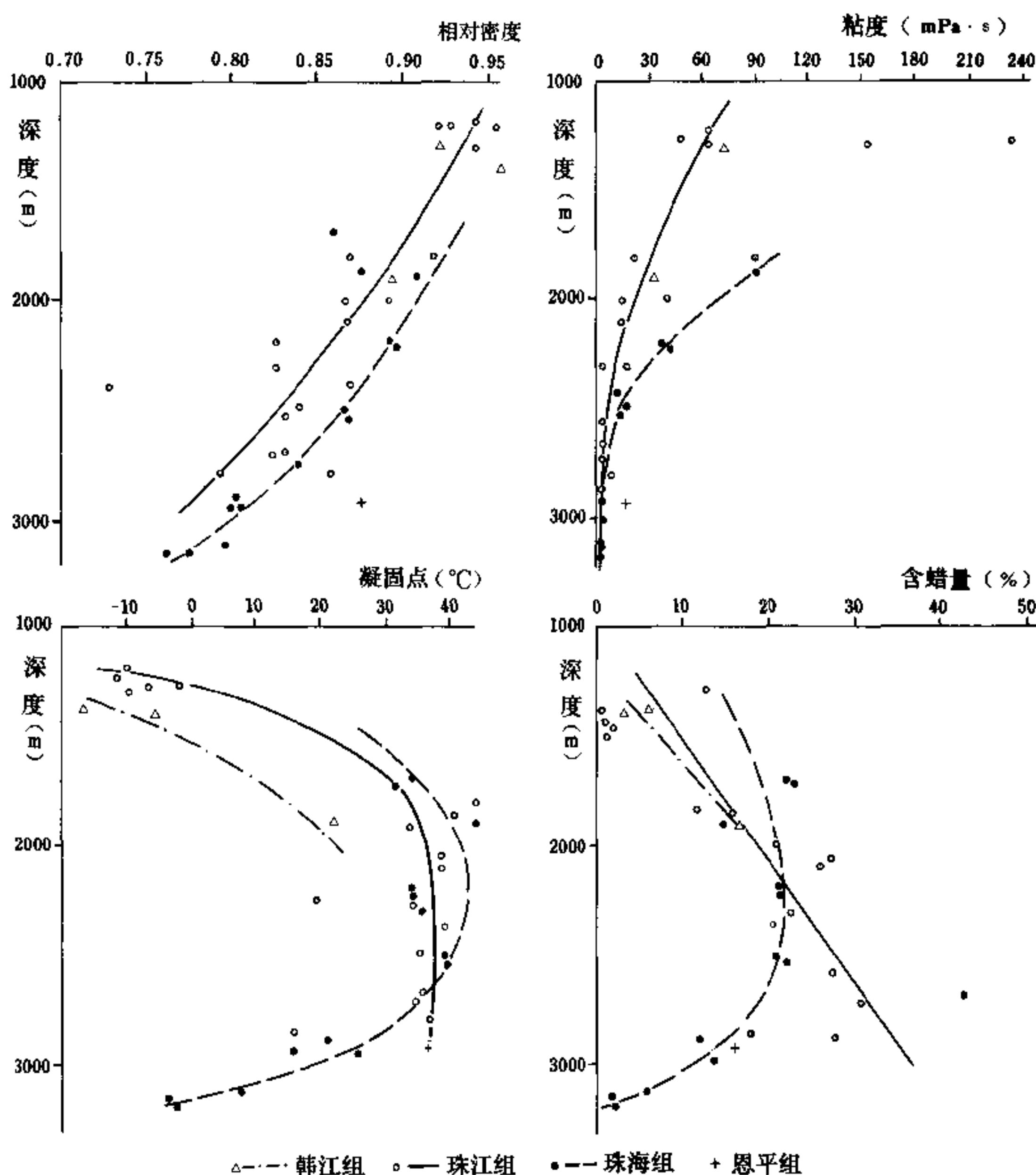


图 2-5-1　珠江口盆地原油物性（相对密度、粘度、凝固点和含蜡量）随深度的变化图（据李明德）

据少量原油评价分析资料判断，珠 5 井珠海组原油属正常原油，有 75%左右的碳原子含在石蜡基中，是石蜡基原油。而珠 7 井韩江组原油属降解原油，有 60%的碳原子含在环状结构中，属环烷基或中间基原油。

二、饱和烃气相色谱特征

珠江口盆地原油饱和烃气相色谱图（图 2-5-3），展示了典型含蜡原油的特征，正构烷烃碳数分布范围很宽，可达 nC_{35} 以上，高分子量（nC_{20} 以上）正构烷烃丰度较高且略呈奇数正构烷烃的优势，CPI 值多为 1.05～1.10 左右。

表 2-5-2　珠江口盆地原油族组成和饱和烃色谱参数表

样品	井段 (m)	层位	试层	饱和烃 (%)	芳香烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	主峰碳	CPI	$\frac{C_{21}}{C_{22}}$	$\frac{Pr}{Ph}$	$\frac{Pr}{nC_{17}}$	$\frac{Ph}{nC_{18}}$	类型
文昌 H9-2-1	3129.4	珠海		69	9	21	1	C_{17}	1.15	3.59	3.03	0.24	0.09	凝析油
	3153.7	珠海		72	9	18	1	C_{16}	1.13	3.78	2.99	0.25	0.09	
	3176.0	珠海		68	9	21	2	C_{18}	1.12	2.69	2.39	0.21	0.08	
	3344～3352	珠海	DST_5	87	8	4	1	C_{19}	1.05	1.31	2.45	0.24	0.09	
	3661～3699	珠海	DST_4	89	9	1	1	C_{19}	1.09	1.48	2.44	0.21	0.08	
	3770～3799	珠海	DST_3	85	10	4	1	C_{17}	1.07	1.51	2.55	0.19	0.08	
	3968～4000	珠海	DST_2	82	11	5	2	C_{19}	1.06	1.31	1.38	0.24	0.15	
惠州 21-1-1	2416～2423	珠江	DST_8						1.10	21.05	4.56	0.66	0.18	
	2850～2856	珠江	DST_7	76.56	9.67				1.10		5.18	0.75	0.16	
	2874～2885	珠海	DST_6	79.78	11.92	7.02	3.28		1.04		3.79	0.63	0.18	
	2918～2925	珠海	DST_5					C_{17}	1.12		3.77	0.37	0.12	
文昌 H19-1-2	1695.5	珠海		71.36	15.24	9.24	4.16	C_{19}	1.05	0.95	2.77	0.48	0.20	正常原油
	1778.0	珠海		65.61	15.08	11.64	7.67	C_{19}	1.05	0.87	2.50	0.57	0.25	
珠 5	2429.4～2546	珠海		78.07	11.36	4.55	8.07				3.29	0.29	0.10	
	2742～2749.2	珠海		75.79	11.02	5.93	9.20				1.89	0.30	0.18	
惠州 21-1-1	2957～2959	珠海	DST_4					C_{16}	1.07	1.56	3.04	0.23	0.08	
	2968～2980	珠海	DST_3					C_{17}	1.11	1.47	4.10	0.34	0.09	

续表

样品	井段 (m)	层位	试层	饱和烃 (%)	芳香烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	主峰碳	CPI	$\frac{C_{21-}}{C_{22}}$	$\frac{Pr}{Ph}$	$\frac{Pr}{nC_{17}}$	$\frac{Ph}{nC_{18}}$	类型
惠州 18-1-1	3127～3135.5		DST_2								2.84	1.20	0.48	
	3229～3235.0		DST_1								2.78	0.87	0.32	
惠州 27-1-1	2230～2240	珠江	DST_3						1.05		2.59	0.40	0.17	
惠州 26-1-1	2019～2023		DST_{6A}	52.05	20.69	17.73	8.54				2.41	0.54	0.26	
	2025～2029.5		DST_6	62.20	12.31	12.53	4.40				3.05	0.57	0.24	
	2390～2405		DST_2	66.04	22.29	5.00	4.79				2.76	0.41	0.19	
	2463～2466		DST_{1A}	60.08	19.96	5.46	12.18				2.92	0.44	0.19	
惠州 33-1-1	1990～2025	珠江	DST_8	56.37	15.61	13.69	11.15	C_{19}	1.1	0.9	2.30	0.90	0.35	正常
	2194～2200	珠海	DST_4	54.10	20.40									
	2214～2218	珠海	DST_3	55.00	22.60				1.02		3.02	1.07	0.30	
西江 24-1-1	2543～2558	珠江	DST_4						1.07		3.30	0.35	0.11	
	2674～2681.5	珠江	DST_3						0.97		3.36	0.36	0.12	
	2725～2731	珠江	DST_2						1.05		3.43	0.20	0.09	
	2790.6～2792	珠江	DST_1						1.06		3.02	0.35	0.13	
西江 24-3-1AX	1904～1912	韩江	DST_5	69.36	16.39	7.56	6.30		1.02		1.68	0.59	0.39	
	2099～2107	珠江	DST_4	73.30	12.30	10.30	3.90		1.02		2.76	1.22	0.38	
	2344～2350.5	珠江	DST_{2A}	83.40	8.60	5.80	2.10		1.11		3.05	0.33	0.11	

西江 24-3-2	1902～1910	韩江	DST_4	71.37	23.72	1.31	3.60				1.51	0.64	0.39	原油
	2042～2047	珠江	DST_3	79.39	15.21	3.84	1.56				2.96	1.72	0.41	
	2102～2111	珠江	DST_2	80.31	14.54	3.42	1.73				3.03	1.64	0.41	
	2333～2346	珠江	DST_1	85.72	9.28	3.99	1.07				2.98	0.35	0.13	
西江 34-3-1	2653～2661	珠海	DST_3						1.05		3.50	0.35	0.11	
	2871～2875	珠海	DST_2						1.06		3.50	0.35	0.11	
	2939～2962	珠海	DST_1						1.06		3.25	0.37	0.12	
陆丰 13-1-1	2372～2376	珠江	DST_5											
	2505～2516	珠海	DST_3					C_{19}	1.03	0.61	2.12	0.54	0.27	
	2521～2526	珠海	DST_2					C_{21}	1.03	0.62	2.01	0.55	0.29	
	2932～2939	恩平	DST_1								2.43	0.60	0.27	
陆丰 15-1-1	1830.5～1840.5	珠江	DST_3						1.05		2.27	0.59	0.28	
	1854～1862	珠江	DST_2						1.05		2.39	0.62	0.28	
	1870～1882	珠海	DST_1						1.05		2.17	0.60	0.31	
文昌 H19-1-1	1269～1281	珠江		56.47	29.50	12.57	1.50	C_{17}	1.09	1.54	1.60	0.54	0.34	降解油
珠 7	1263～1379.4	韩江		61.02	20.73									
恩平 18-1-1A	1393～1400	韩江	DST_1	50.06	23.27									
流花 11-1-1A	1197.5～1248	珠江	DST_4	54.00	23.40	14.60	8.00	C_{18}	1.39	1.38	2.13	2.40	1.10	
流花 11-1-2	1215～1232	珠江	DST_5								1.49	0.42	0.38	
流花 11-1-3	1223～1272.6	珠江	DST_3											
流花 4-1-1	1235.2～1291.7	珠江	DST_1											

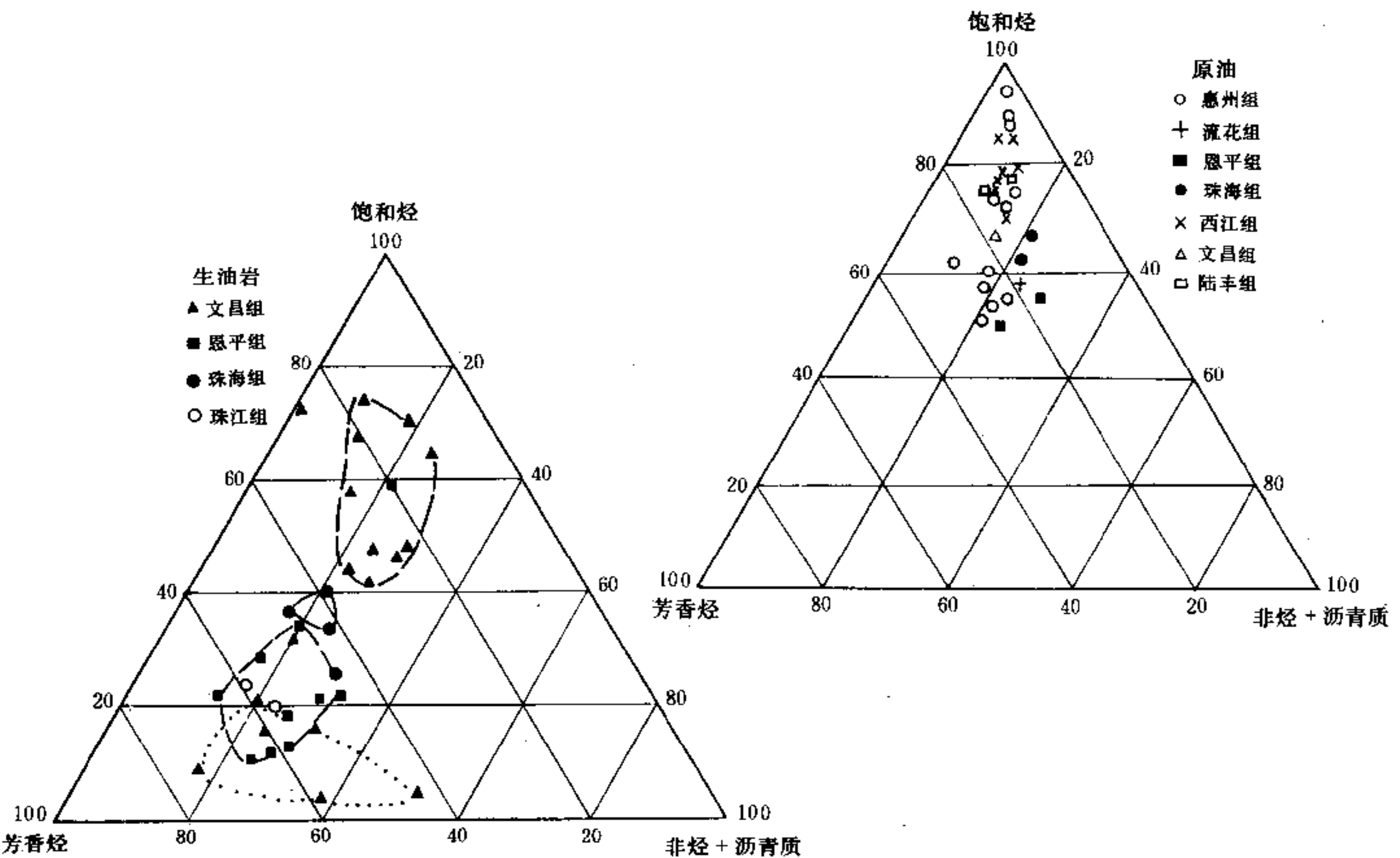


图 2–5–2　珠江口盆地原油（右）和生油岩（左）族组成三角图

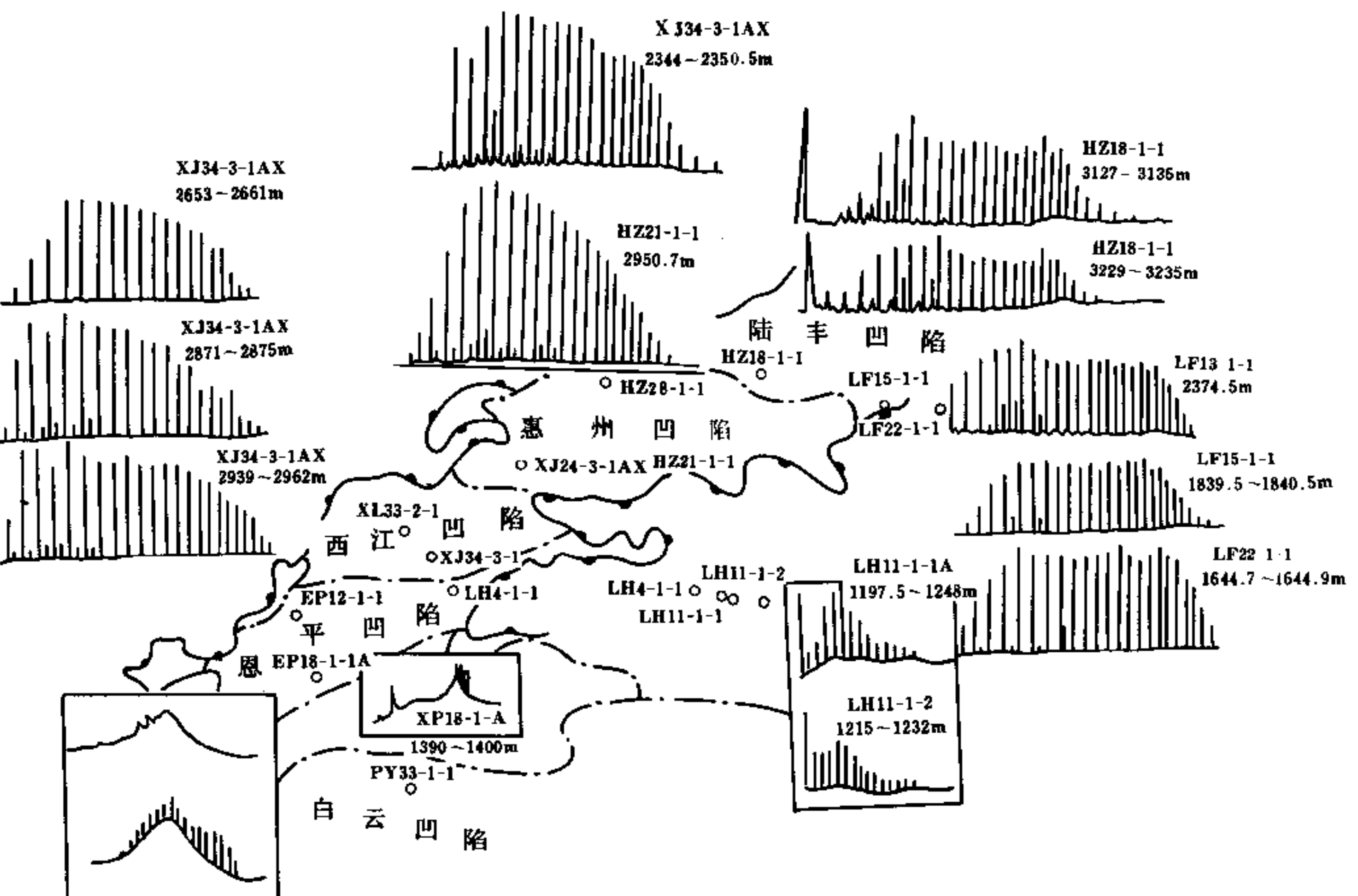


图 2-5-3　珠江口盆地典型原油饱和烃气相色谱图（附凹陷位置图）

井号字头为海上划分区块的汉语拼音，可与本篇图 2-2-5 对照。下同

研究证实，陆丰植物的角质、孢粉、树脂等是原油石蜡烃的母质来源。这些母质对珠江口盆地原油生成的贡献是不可忽视的。由于生油母质类型的差异，珠江口盆地不同地区原油亦各具特色。陆丰地区原油为双峰型，主峰碳分别为 C_{15}—C_{17} 和 C_{21}—C_{27}，轻重比 $(C_{21}+C_{22})$ / $(C_{28}+C_{29})$ 较低，为0.97～1.03。Pr / Ph 比为2～2、4，Pr / nC_{17}、Ph / nC_{18} 比值分别为0.54～0.62和0.27～0.31。惠州凹陷原油为单峰型，主峰碳在 C_{15}～C_{17} 之间、轻重比较高，$(C_{21}+C_{22})$ / $(C_{28}+C_{29})$ 比值为1.40～1.82。原油的色谱参数 Pr / Ph、Pr / nC_{17}、Ph / nC_{18} 变化范围大，分别为1.51～5.18、0.20～1.72、0.08～0.41。西江凹陷原油 $(C_{21}+C_{22})$ / $(C_{28}+C_{29})$ 比值1.40左右，介于上述二凹陷原油之间。珠江口盆地各凹陷原油的CPI值都很接近（参见表2—5—2），表明它们的成熟度差别不大，而生油母质类型的差异是影响原油性质差异的重要因素。

从原油的气相色谱图上可以清楚地识别出降解原油，其正构烷烃遭受不同程度的消耗，如图2—5—4所示。图中左侧流花11—1—3、流花4—1—1、恩平18—1—1A、珠7、番禺4—1—1等井原油的正构烷烃近乎消耗殆尽。只保存低碳数的二环萜和高碳数的甾萜化合物。右侧的流花11—1—2等井的原油呈现了低碳数峰群发育，高碳数峰消失的异常现象。低碳数峰群发育、高碳数峰群消失的异常现象是降解原油与未降解原油相混合而造成的。早期聚集的原油曾遭到较强的生物降解，从而使类异戊二烯及二环萜化合物得以浓集，后来混入未降解原油呈现低碳数峰群发育、高碳数峰群消失的现象。惠州33—1—1及26—1—1井原油的族组成特征类似于降解原油，是其曾遭受过生物降解留下的"后遗证"。它们的饱和烃色谱图和总离子流图上出现二环萜化合物就是证据（图2—5—5）。在 Pr / nC_{17} 与 Ph / nC_{18} 关系图上可以看到西江24—3、惠州33—1、惠州26—1等构造的原油和流花构造的原油与未降解的西江24—1构造的原油明显不同（图2—5—6），生物降解作用是混合原油中 Pr / nC_{17} 及 Ph / nC_{18} 比值增高的原因。惠州凹陷南缘至东沙隆起区普遍存在降解原油与未降解原油相混合的多次聚油现象。

四、原油的碳同位素特征

珠江口盆地原油的碳同位素 $\delta^{13}C$ 值大约为−25～−29‰PDB左右，绝大数为−26～−28‰（图2—5—7），与世界上大部分陆相原油范围值−27～−29‰相吻合，继承了陆相有机质的碳同位素特征。陆生植物的碳同位素平均值为−25‰，淡水水生生物碳同位素平均值为−30‰，而珠江口盆地原油的碳同位素值介乎其间，这是混合型母质生油的表现。据原油碳同位素值可分为二组，陆丰地区原油和惠州凹陷西南缘的西江24—1、24—3、23—1构造的原油碳同位素值较轻，惠州凹陷东南缘临近东沙隆起的惠州21—1、26—1、27—1构造的原油碳同位素值较重，降解原油的碳同位素值也偏重。原油碳同位素分布曲线表明（图2—5—8），位置邻近的各构造不同产层的原油的碳同位素分布特征相似。它们在原油饱和烃与芳香烃碳同位素关系图上的展布位置相接近，说明它们的油源是相同的（图2—5—9）。惠州21—1构造产出轻质原油和凝析油，其碳同位素值最重而与众不同，说明有别的油源。流花地区降解原油的饱和烃、芳香烃的碳同位素值很轻，可能是长距离运移所引起的。

五、原油的甾萜生物标志物特征

珠江口盆地原油甾类化合物以 C_{27}、C_{28}、C_{29} 甾烷最丰富，多数原油还有较丰富的 C_{30}—4—甲基甾烷。在原油三种生物构型正常甾烷的三角图上（图2—5—10），所有样品点均处于混合型及腐殖型母质生油区。

据原油的甾萜特征可分为两大类（图2—5—11、表2—5—3和2—5—4）。

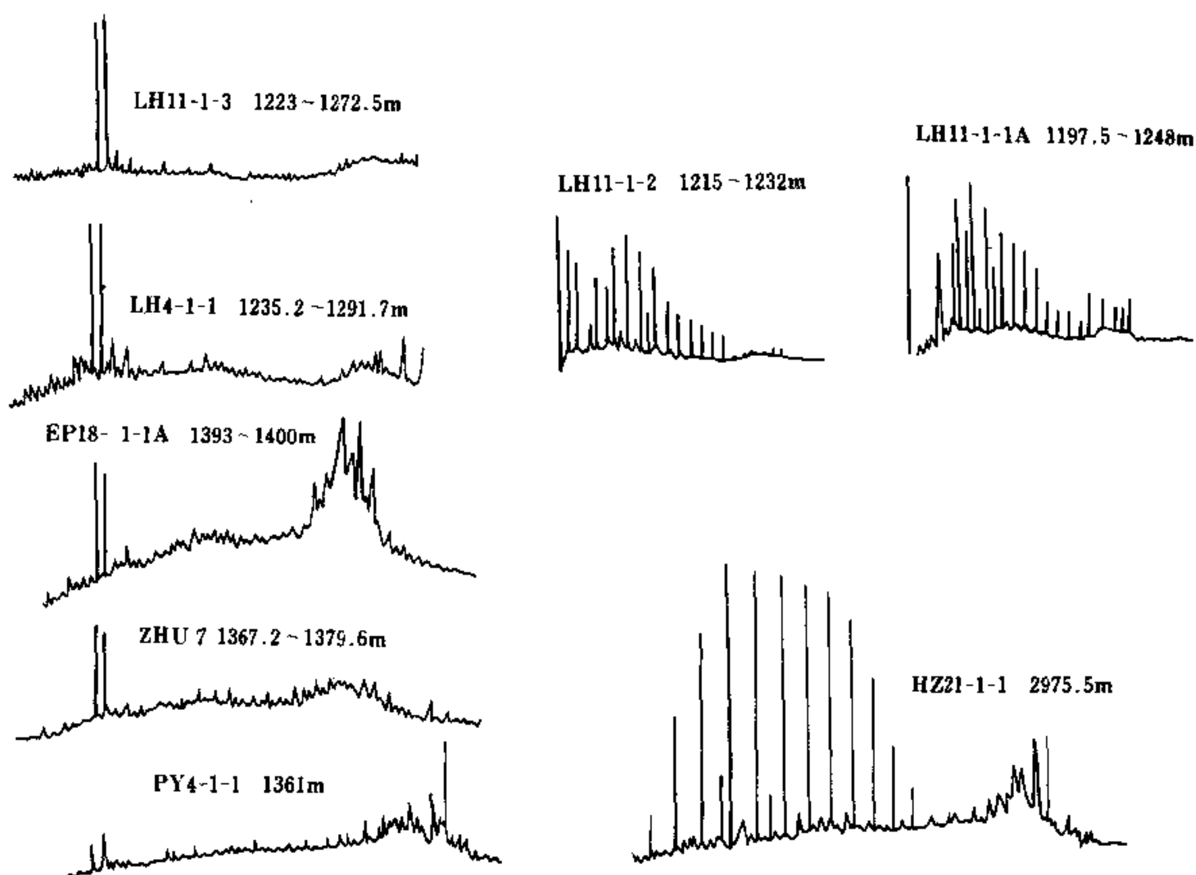


图 2-5-4 珠江口盆地有关井的降解原油饱和烃气相色谱图

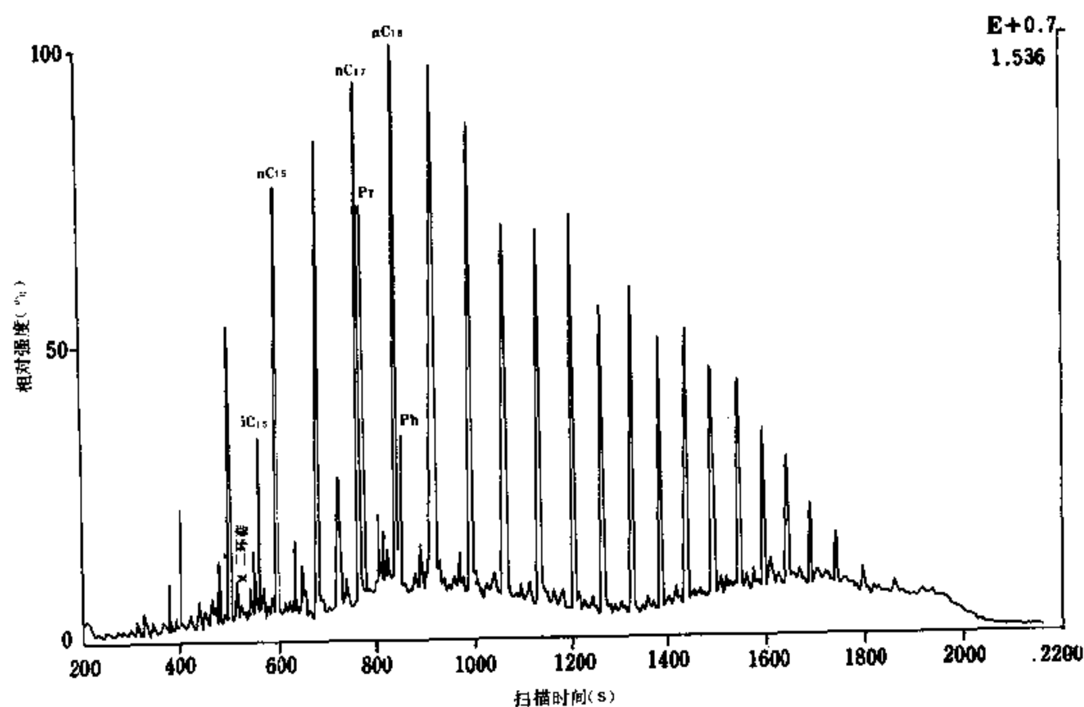


图 2-5-5 惠州 26-1-1 井 2293.5~2383.5 米原油饱和烃 GC—MS 总离子流图

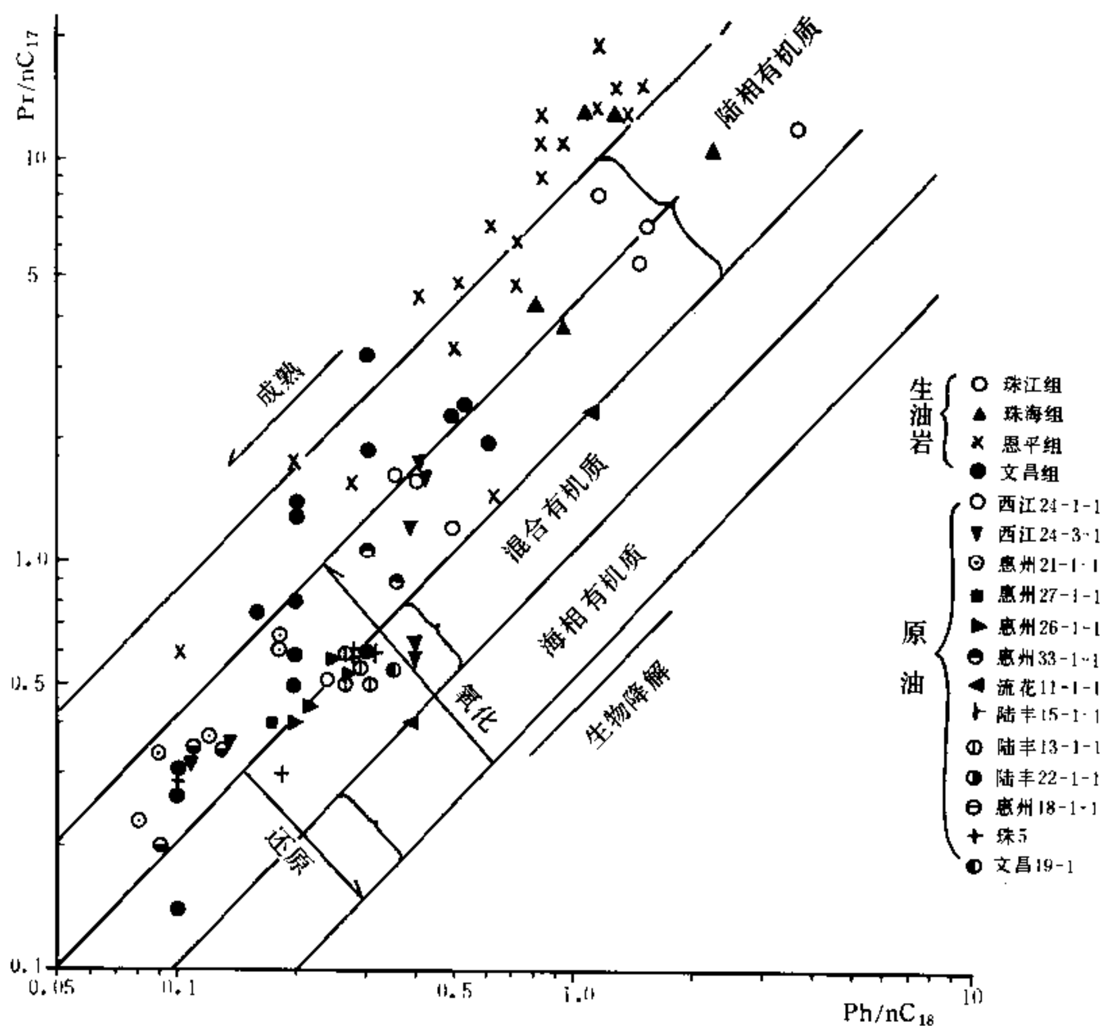


图 2-5-6 惠州原油和生油岩 Pr/nC_{17} 与 Ph/nC_{18} 关系图

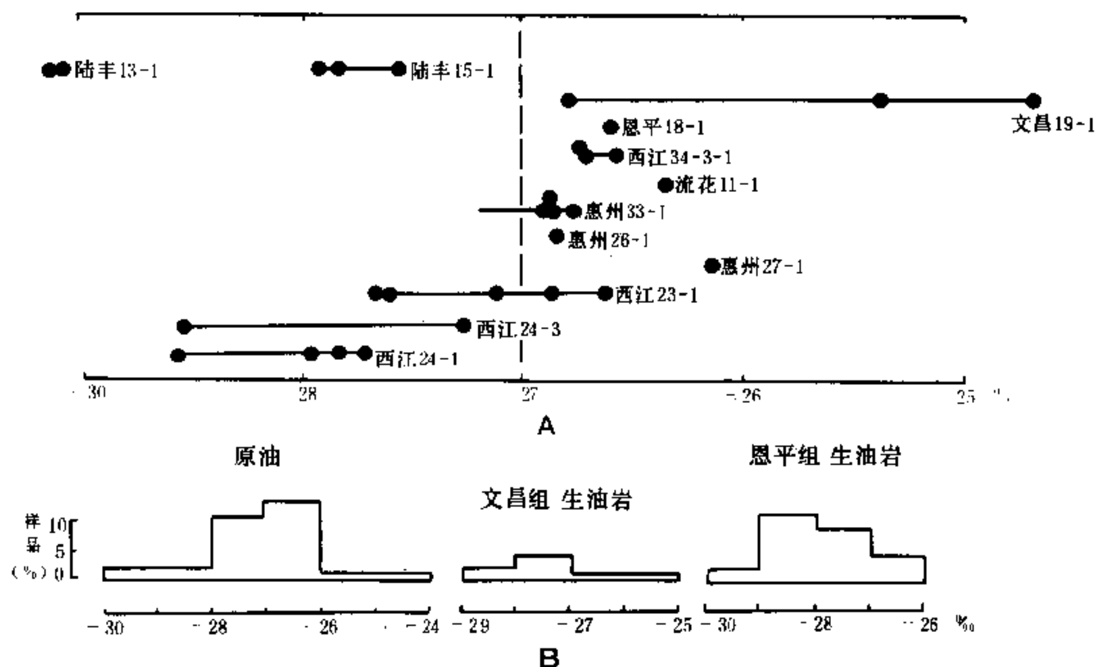


图 2-5-7 珠江口盆地原油和生油岩的碳同位素分布特征图

A—各井原油；B—原油及生油岩对比

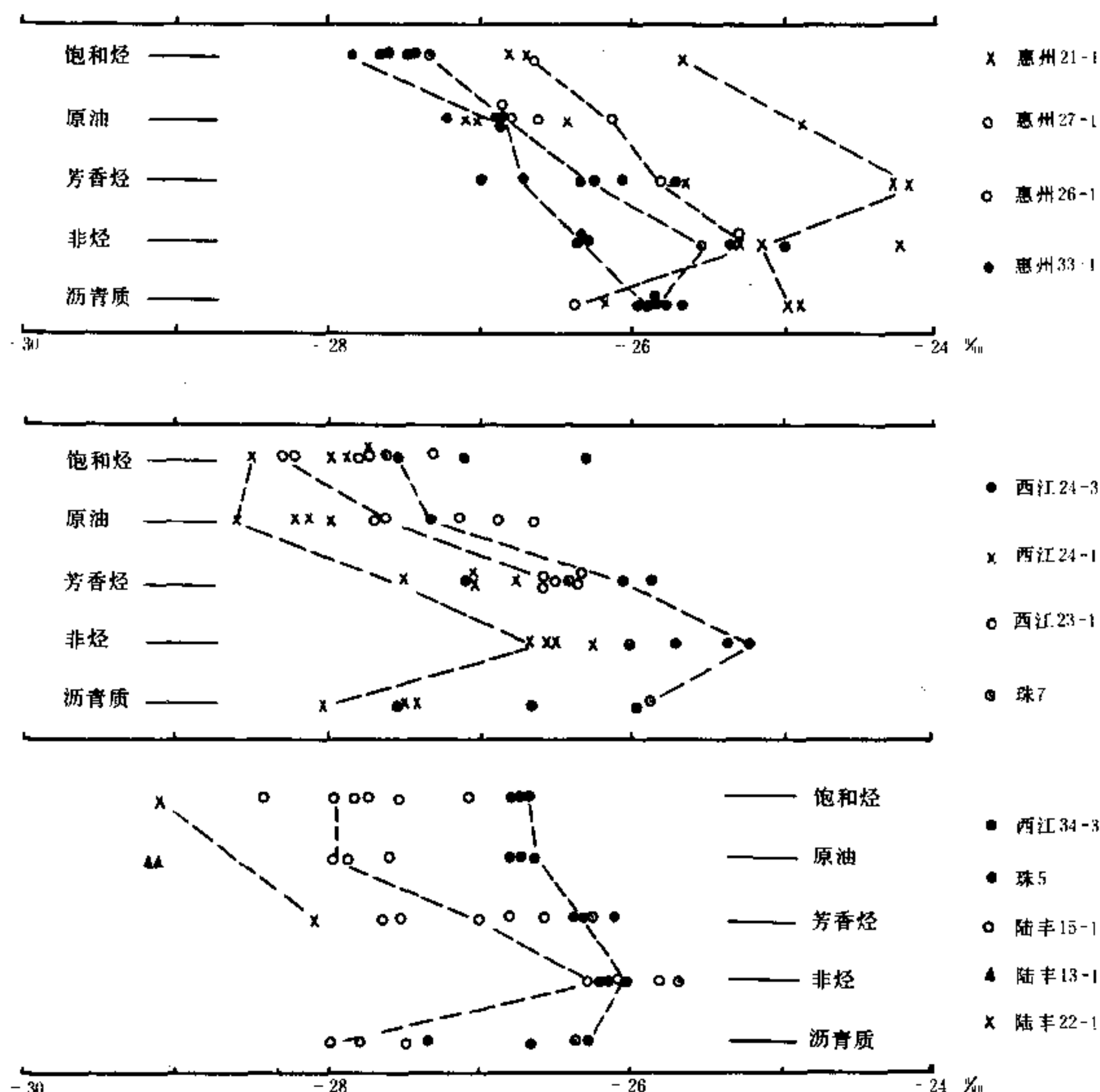


图 2–5–8 珠江口盆地原油和生油岩碳同位素分布曲线图

第一类是基本不含 C_{30}–4–甲基甾烷的原油，仅见于惠州 21–1–1 井 DST_5、DST_8 的轻质原油和凝析油以及文昌 9–2–1 井的凝析油和琼海 18–1–1 井、阴江 32–1–1 井的少量原油(表 2–5–4)。

惠州 21–1–1 井 DST_5、DST_8 原油的特点是不含 C_{30}–4–甲基甾烷，而且 C_{19} 三环萜含量高于 C_{20}~C_{26} 三环萜烷，Ts 峰消失或明显低于 Tm 及其洗出的分子量为 412 的树脂化合物峰。此外，惠州 21–1–1 井原油倍丰萜／萜烷比值远高于其他原油（图 2–5–12 和 2–5–13)。

珠三坳陷文昌 9–2–1 井的凝析油和阳江 32–1–1 井、琼海 18–1–1 井的少量原油基本不含 C_{30}–4–甲基甾烷，而 γ–羽扇烷与奥利烷含量很丰富（图 2–5–14)。

第二类是富含 C_{30}–4–甲基甾烷的原油，C_{30}4MST／C_{29}ST 比值大于 0.2，最高达 1~2。此外，还含较丰富的 γ–羽扇烷和奥利烷等陆源高等植物输入的生物标志物(图 2–5–15)。

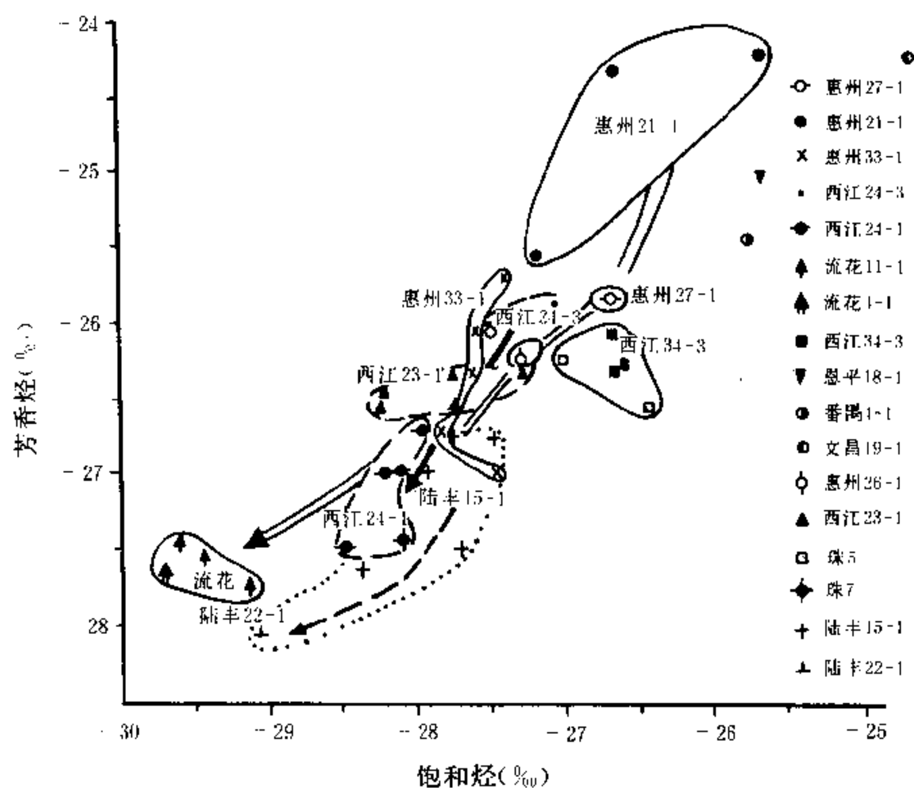


图 2-5-9　珠江口盆地原油饱和烃和芳香烃同位素关系图

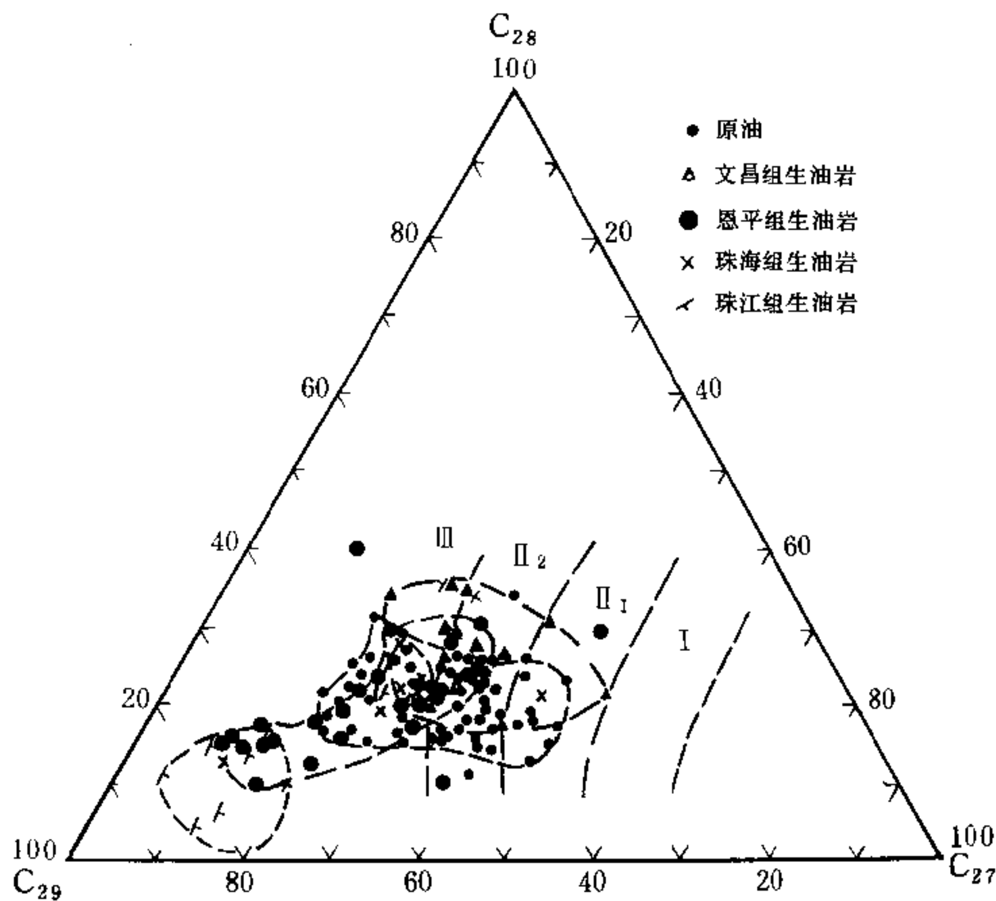


图 2-5-10　珠江口盆地原油和生油岩甾烷组成三角图

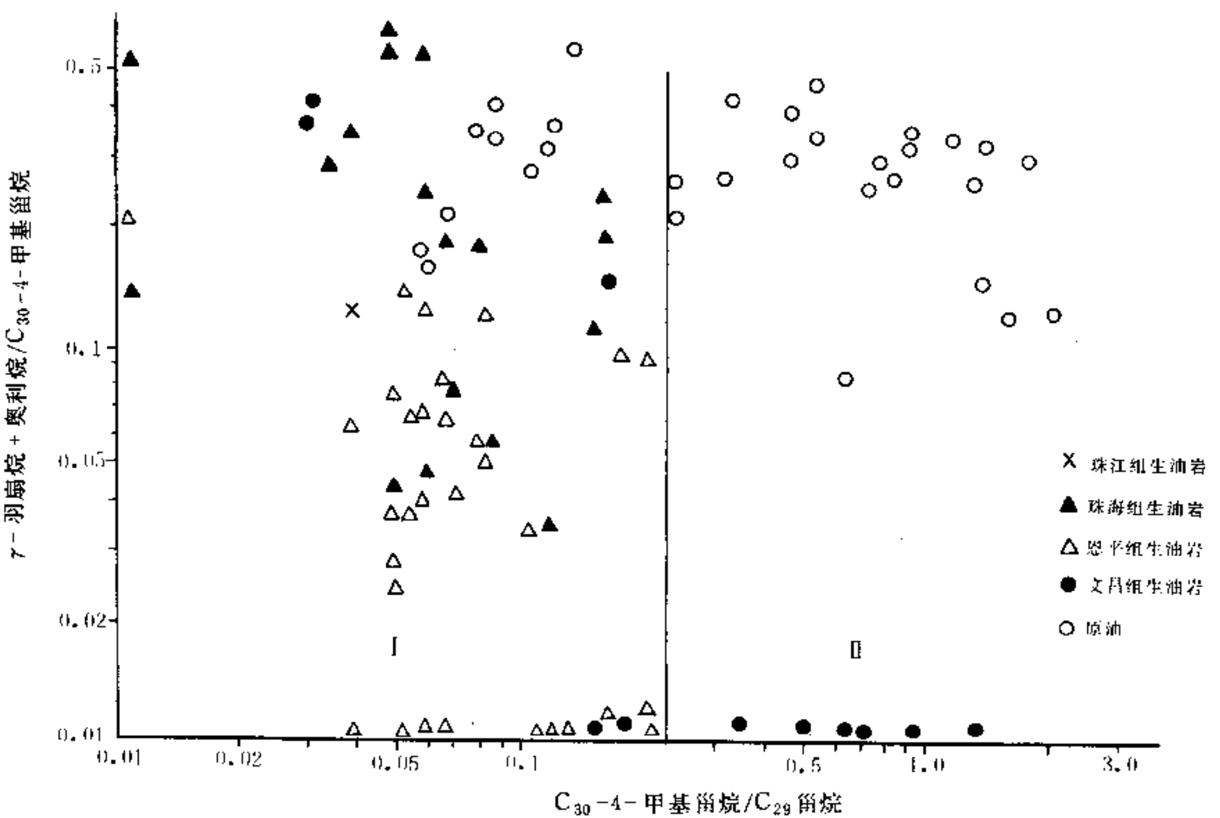


图 2-5-11　珠江口盆地原油和生油岩的甾萜参数关系图

表 2-5-3 珠江口盆地生油岩色谱参数

层位	凹陷	井号	主峰碳	Pr / Ph	Pr / nC_{17}	Ph / nC_{18}	CPI
文昌组	惠州	HZ21-1-1	C_{20}	1.73	0.6	0.3	1.1
		HZ21-1-1	C_{19}	2.54	0.3	0.1	
		HZ21-1-1	C_{19}	2.8	0.6	0.2	
		HZ21-1-1	C_{19}	2.7	0.5	0.2	1.04
		HZ08-1-1	C_{23}	7.1	1.4	0.2	1.23
		HZ24-1-1	C_{20}	4.64	0.8	0.2	1.13
	西江	XJ33-2-1	C_{21}	7.3	1.9	0.3	1.4
		XJ33-2-1	C_{21}	5.6	1.3	0.2	1.3
		XJ33-2-1	C_{21}	7.8	3.3	0.3	1.3
	恩平	EP17-3-1	C_{17}	4.0	0.27	0.1	1.16
		HZ21-1-1	C_{18}	2.6	0.14	0.1	1.12
	陆丰	HF33-1-1	C_{20}, C_{27}	3.1	2.0	0.6	
恩平组	惠州	HZ08-1-1	C_{27}	11.6	4.6	0.4	1.3
		HZ08-1-1	C_{24}	7.3	1.8	0.2	1.2
		HZ13-1-1	C_{27}	10.0	11.3	0.9	
		HZ13-1-1	C_{27}	10.6	6.9	0.6	
		HZ13-1-1	C_{27}	15.3	13.0	0.8	
		XZ24-3-1	C_{27}	5.4	6.4	0.7	1.5
		XJ24-3-1	C_{25}	8.8	5.0	0.5	1.4
	西江	XJ33-2-1	C_{29}	8.8	13.2	1.3	1.4
		XJ33-2-1	C_{29}	9.8	23.4	2.1	1.8
	恩平	EP17-3-1	C_{29}	10.2	9.3	0.8	1.5
		EP17-3-1	C_{25}	0.10	0.6	1.0	1.1
	白云	PY33-1-1	C_{17}	5.5	0.8	0.1	1.4
		PY33-1-1	C_{27}	1.7	1.5	0.6	1.2
		PY7-1-1	C_{27}	6.9	5.0	0.7	1.2
珠江组	惠州	HZ08-1-1	C_{29}	3.9	8.4	1.1	1.8
		XJ24-3-1AX	C_{31}	8.3	1.6	0.4	2.2
		XJ24-3-1AX	C_{29}	5.1	12.6	3.5	2.1
		XJ24-3-1AX	C_{29}	4.5	7.0	1.5	2.2
		XJ24-3-1AX	C_{31}	4.7	4.0	0.9	1.9
		XJ24-3-1AX	C_{29}	15.2		1.9	
		XJ24-3-2	C_{29}	4.0	5.7	1.4	1.1

表 2-5-4　珠江口盆地原油甾、萜烷参数表

编号	样品	井深(m)	试层	$\frac{T_m}{Ts}$	$\frac{\gamma-羽扇烷}{C_{30}HOP}$	$\frac{奥利烷}{C_{30}HOP}$	$\frac{C_{31}\ 22S}{C_{31}\ 22R}$	$\frac{C_{29}\ 20R}{(20S+20R)}$	$\frac{C_{29}\beta\beta}{(\beta\beta+\alpha\alpha)}$	$\frac{C_{30}-4MST}{\sum C_{29}}$
1	LF1311			0.64	0.05	0.03	1.38	0.63	0.28	0.65
2	HZ3311A	1990	DST_8	1.19	0.04	0.08	1.10	0.61	0.31	1.67
3	HZ2611E	2293.5～2383.5	DST_5	0.91	0.03	0.10	1.70	0.57	0.34	2.22
4	LH11G			0.92	0.07	0.08	1.40	0.60	0.34	1.39
5	XJ2431AX	1904.0～1912.0	DST_5	0.66	0.11	0.16	1.46	0.67	0.32	1.36
6	XJ2431AX	2344.0～2350.5	DST_{2A}	0.78	0.15	0.17	1.38	0.66	0.32	1.43
7	Zhu7	1367.2～1379.6		0.76	0.15	0.18	1.55	0.53	0.39	1.20
8	EP1811	1393.0～1400.0		0.93	0.05	0.25	1.50	0.55	0.39	1.82
9	HZ2711	2230.0～2240.0	DST_3	0.97	0.11	0.19	1.14	0.43	0.52	0.80
10	LF1511	1830.0～1840.0	DST_3	1.09	0.13	0.19	1.25	0.39	0.52	0.96
11	LF1511	1854.0～1862.0	DST_2	0.72	0.17	0.19	1.40	0.57	0.53	0.97
12	LF1511	1870.0～1882.0	DST_1	1.39	0.10	0.16	1.16	0.37	0.46	0.76
13	XJ2411	2674.0～2681.0	DST_3	1.65	0.14	0.13	1.34	0.44	0.55	0.87
14	XJ2411	2725.0～2731.0	DST_2	0.81	0.12	0.18	1.21	0.49	0.45	0.49
15	XJ3431	2871.0～2875.0	DST_2	1.50	0.12	0.15	1.34	0.36	0.45	0.33
16	XJ3431	2653.0～2661.0	DST_3	1.50	0.17	0.22	1.19	0.48	0.48	0.48
17	XJ3431	2939.0～2962.0	DST_1	1.33	0.16	0.18	1.35	0.34	0.49	0.56
18	HZ2111	2416.0～2423.0	DST_8	1.30	0.09	0.07	1.31	0.41	0.20	0.06
19	HZ2111	2918.0～2925.0	DST_5	3.50	0.07	0.09	1.21	0.34	0.40	0.06
20	HZ2111	2957.0～2959.0	DST_4	0.74	0.28	0.14	1.06	0.47	0.38	0.35
21	HZ2111	2968.0～2980.0	DST_3	0.97	0.28	0.15	1.26	0.33	0.46	0.56
22	WCH1911	1277.0		0.39	0.13	0.08	1.76	0.67	0.37	0.25
23	WCH1912	1778.0		0.56	0.19	0.07	1.59	0.66	0.34	0.25
24	QH1811	1197.0		0.35	0.21	0.11	1.50	0.63	0.35	0.12
25	QH1811	1205.4		0.31	0.19	0.13	1.35	0.65	0.32	0.09
26	YJ3211	1593.0		0.97	0.24	0.17	1.45	0.80	0.25	0.09
27	WCH921A	3129.4		0.74	0.25	0.11	1.14	0.54	0.36	0.12
28	WCH921B	3153.7		0.70	0.22	0.11	1.10	0.49	0.46	0.08
29	WCH921C	3176.0		0.63	0.19	0.10	1.52	0.45	0.47	0.11
30	WCH921I	3344.0～3352.0	DST_5	0.34	0.45	0.14	1.90	0.33	0.38	0.14
31	WCH921H	3968.0～4000.0	DST_2	1.20	0.10	0.12	1.80	0.33	0.31	0.07

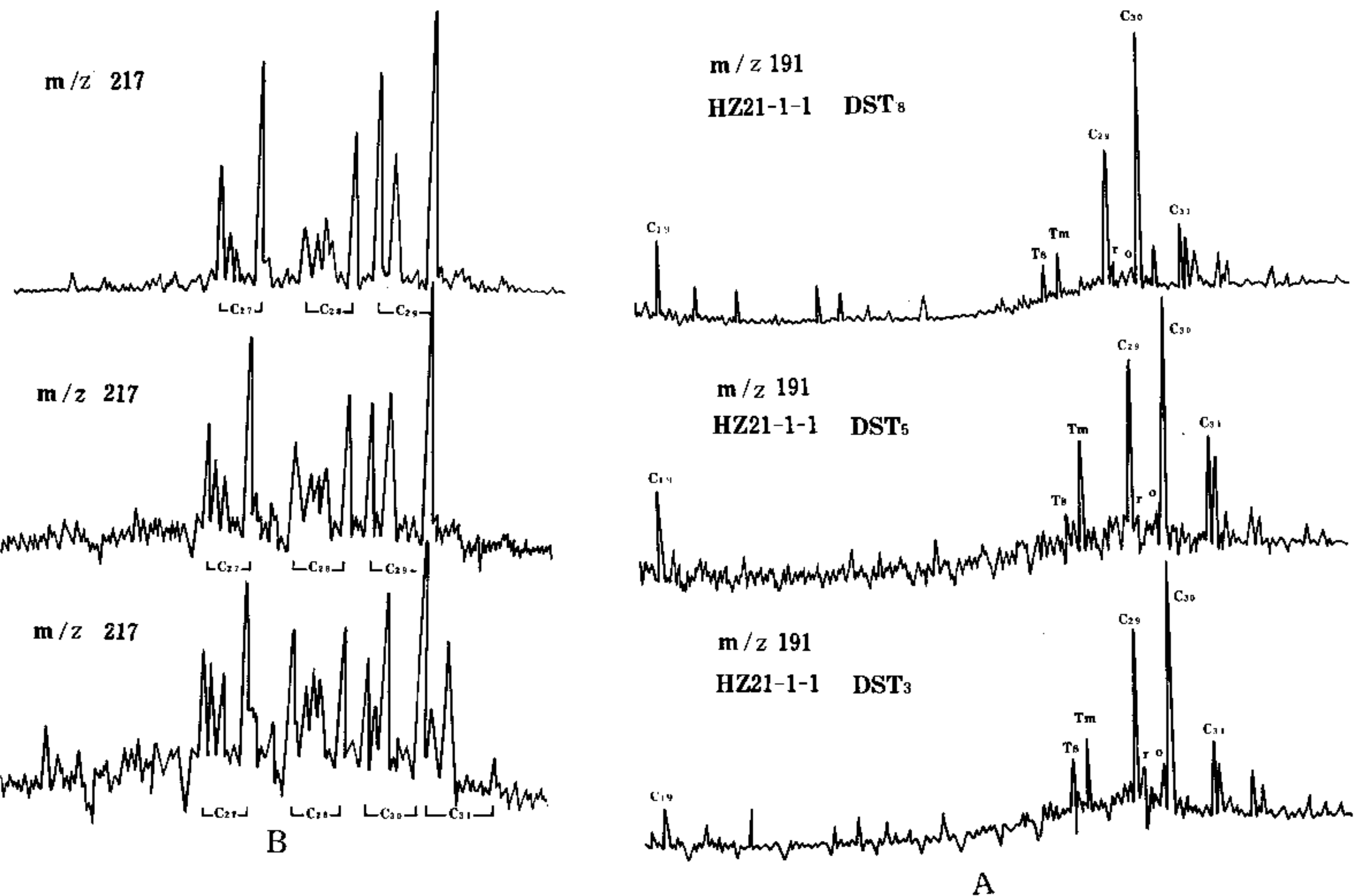


图 2-5-12 惠州 21-1-1 井原油萜烷(A)和甾烷(B)特征图

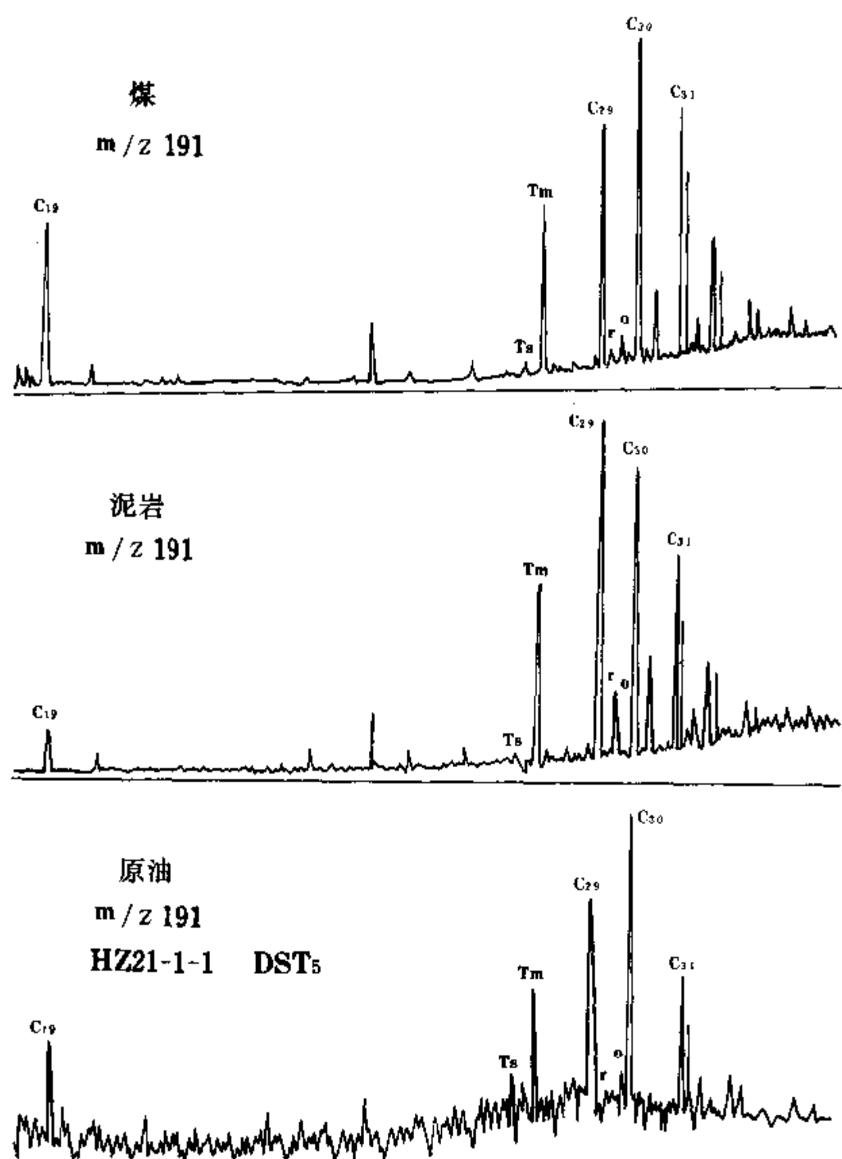


图 2–5–13 珠江口盆地恩平组煤、泥岩与原油萜烷对比图

这类原油在珠江口盆地分布最为广泛。此外，惠州凹陷珠 7 井原油和西江 24–3–1 井原油含有明显的孕甾烷、20–甲基孕甾烷和含量较高的三环萜烷（图 2–5–16 和 2–5–17）。

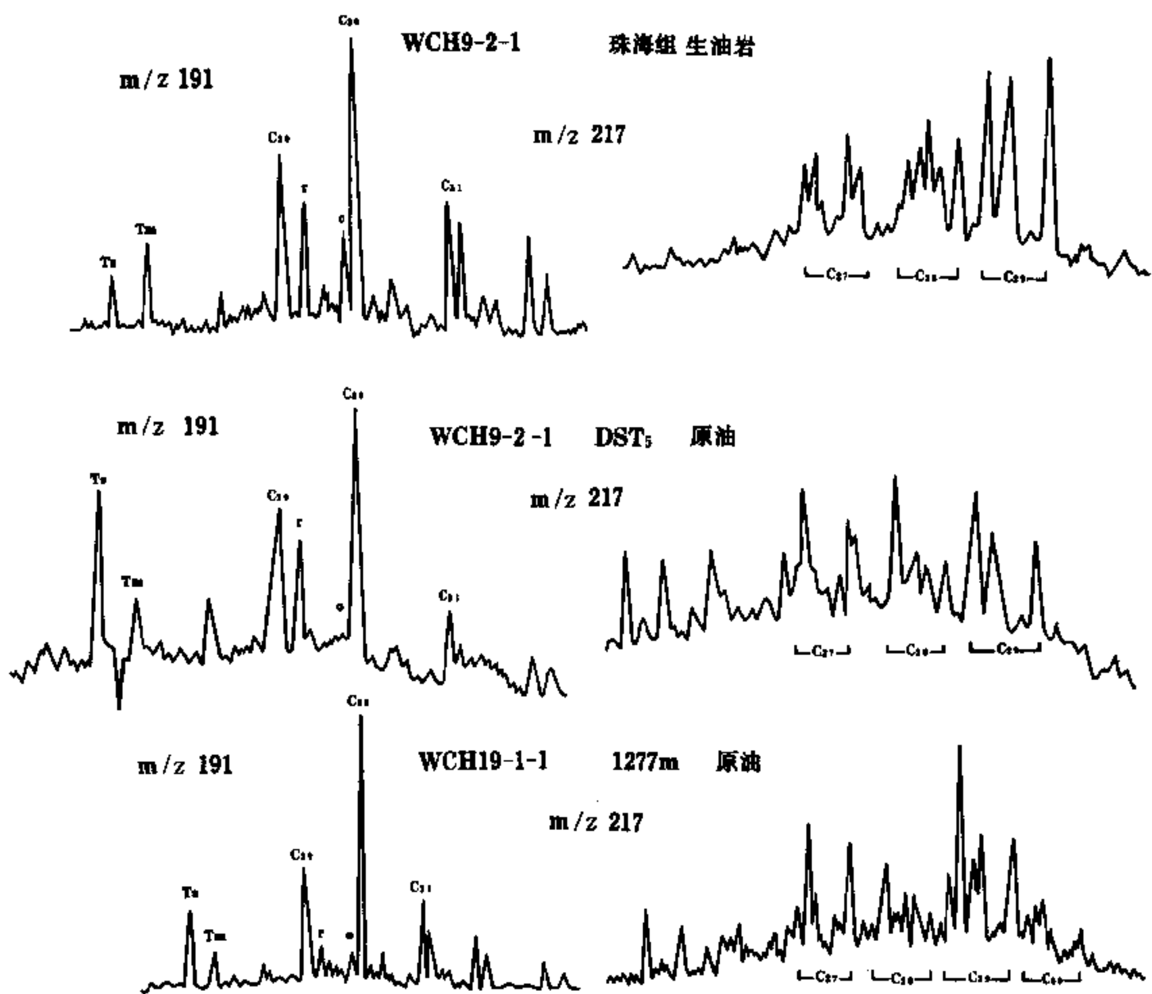


图 2-5-14 文昌 9-2-1 井、19-1-1 井原油、生油岩甾萜质量色谱图

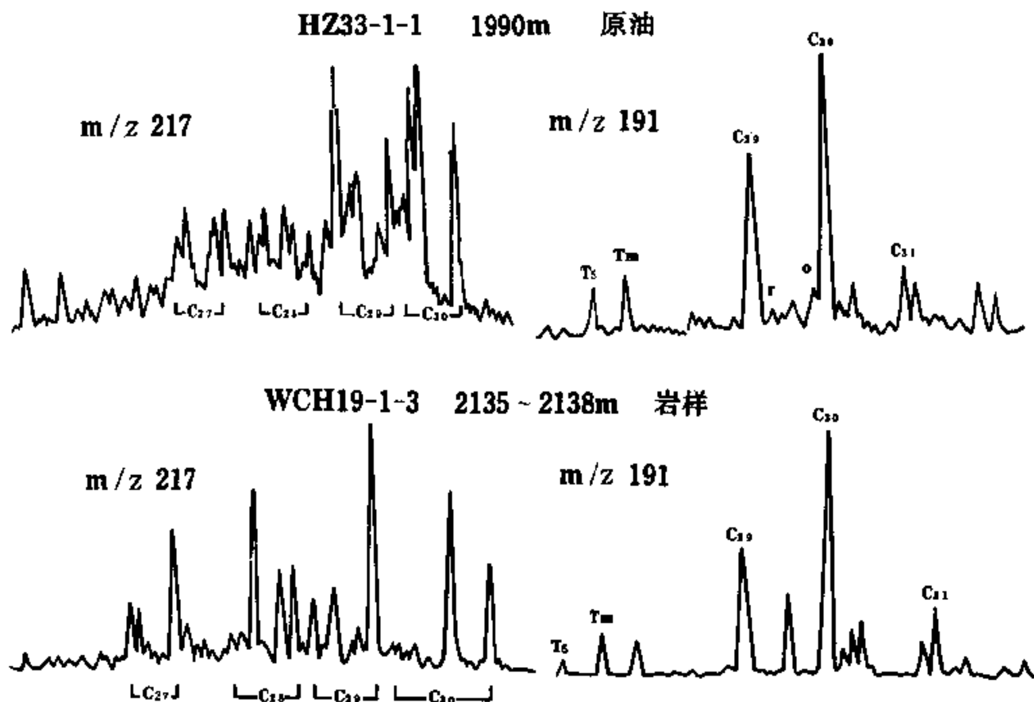


图 2-5-15 惠州 33-1-1 井和文昌 19-1-3 井生油岩甾烷和萜烷特征图

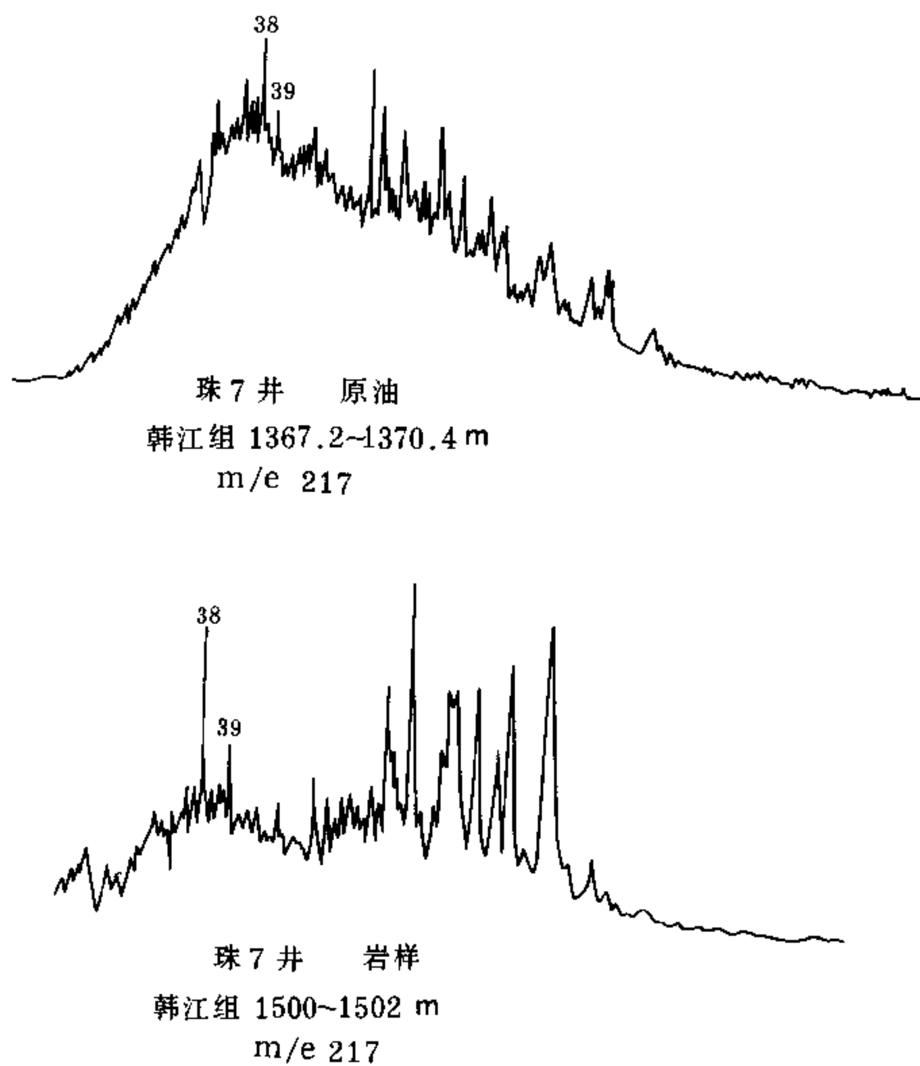


图2-5-16　珠7井原油和岩样甾烷系列对比图

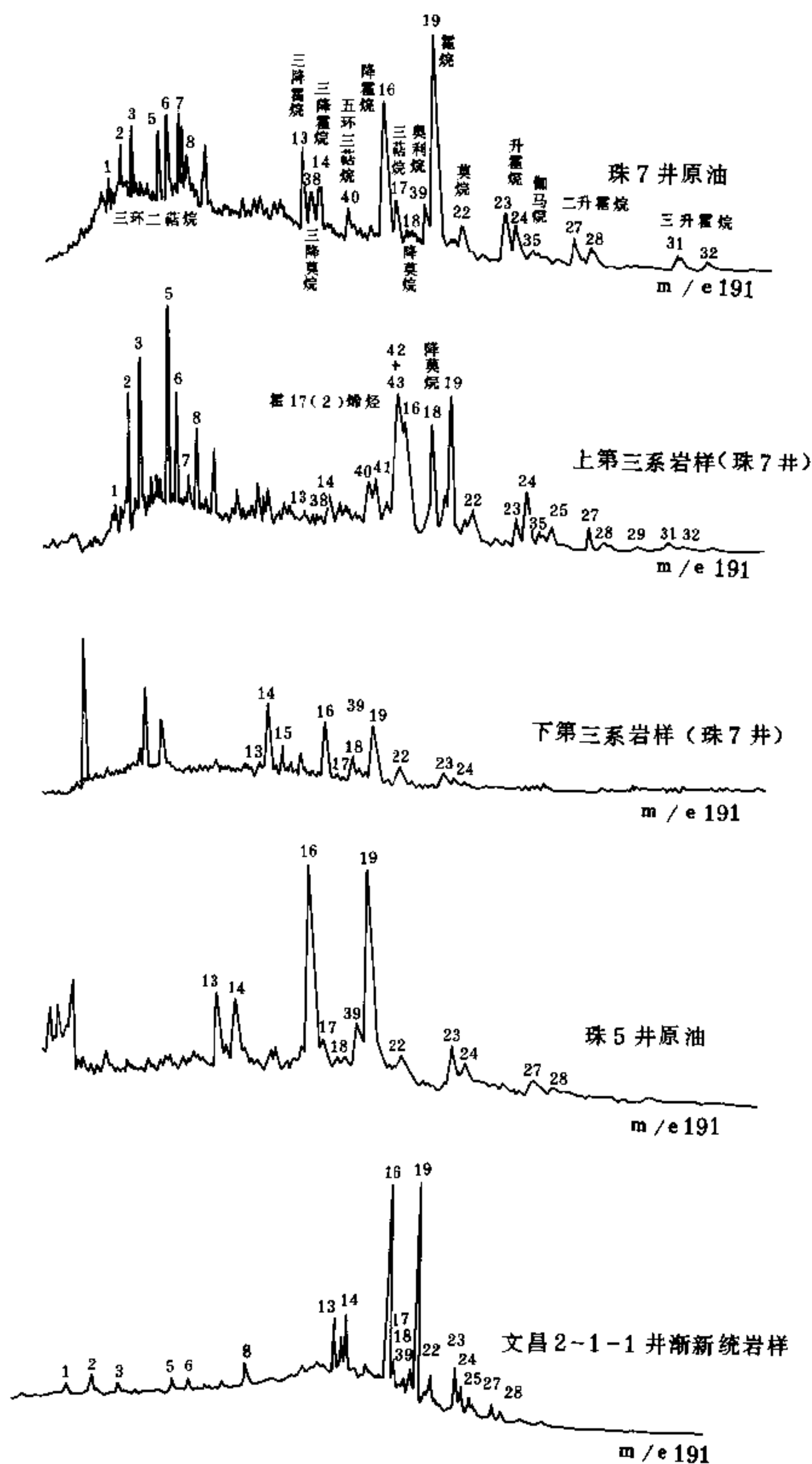


图2–5–17　珠5井、珠7井、文昌2–1–1井原油和生油岩萜烷质量色谱图

第二节 油 源 岩

珠江口盆地主要产油层为珠海组、珠江组、少量原油产自韩江组。经油源对比证实，始新统文昌组、渐新统（可能包含上始新统）恩平组和上渐新统珠海组、上中新统珠江组是盆地的油源层。因而下生上储成为盆地内主要的成油型式。特别是远离生油凹陷的东沙隆起上发现了流花 11−1 大油田、油气长距离运移聚集则是盆地内成油方式的又一重要特点。

一、文昌组是盆地内的主要油源层

①原油的物理化学组成特征大多呈现高蜡、低硫、低钒镍比的陆相原油特点。在族组成三角图上，原油样品点与文昌组生油岩样品点展布位置接近，说明大多数原油与文昌组生油岩有亲缘关系（参见图 2−5−2）。

②原油及生油岩饱和烃碳数分布曲线对比表明原油与文昌组生油岩最有可对比性（图 2−5−18）。其次是恩平组，而与珠海组、珠江组生油岩的差异十分明显，在 Pr/nC_{17} 与 Pr/nC_{18} 关系图上（参见图 2−5−6），也可看到原油与文昌组生油岩样品点的相关性最为密切，它们的碳同位素直方图也有可比性（参见图 2−5−7），这表明文昌组是主要油源层。

③文昌组生油岩是唯一富含 C_{30}−4−甲基甾烷的生油层（参见图 2−5−15）。在北部湾盆地、茂名盆地、三水盆地时代相当的始新统泥岩中，这类标志物也很丰富，而珠江、珠海、恩平组生油岩中 C_{30}−4−甲基甾烷则很少见到（参见图 2−5−12、13、14、16、17），这是珠江口盆地分布最广泛、富含 C_{30}−4−甲基甾烷的原油来源于文昌组生油岩最有力的证据。

二、恩平组、珠海组是盆地内的重要油源层

富含陆源高等植物标志奥利烷和 γ−羽扇烷的原油应来源于恩平、珠海组煤系地层。因珠海组生油层中此种标志化合物含量最丰富，其次是恩平组。大部分湖相文昌组生油岩中不含上述标志物，海相珠江组生油岩中更为少见。

惠州 21−1−1 井 DST_5、DST_8 原油的油源是恩平组生油岩，该组煤系泥岩和煤的甾、萜烷特征与原油很相似（参见图 2−5−12、13）。另外该井原油的轻烃 C_6 组成中含有 2～3% 的苯、原油的碳同位素值最重、姥植比大于 3 等都可证实其油源应为恩平组煤系地层中的生油岩。

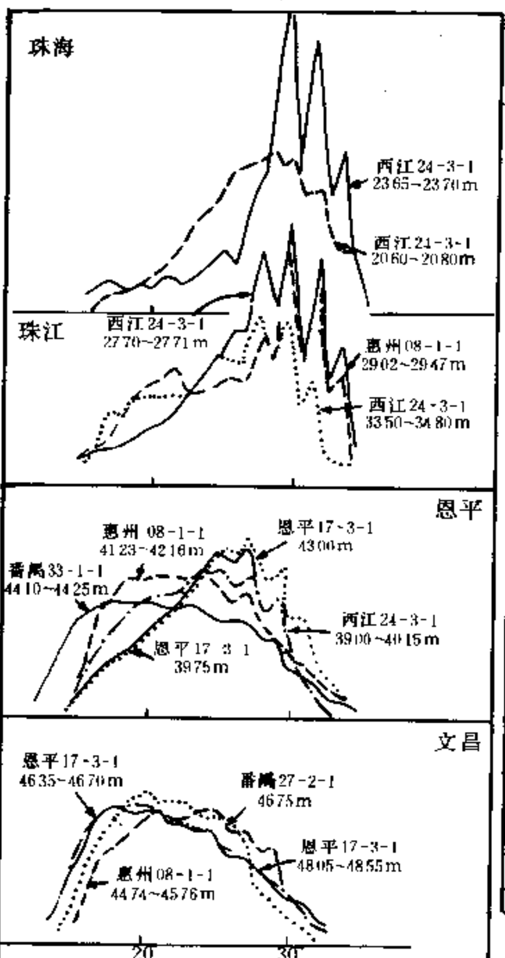
文昌凹陷北部文昌 9−2−1 井的凝析油和阳江 32−1−1 井的少量原油，不含 C_{30}−4−甲基甾烷。奥利烷和 γ−羽扇烷含量很丰富，甾、萜烷特征与珠海组生油岩很相似（参见图 2−5−14）。在甾烷 C_{29}20S／（20S+20R）与 C_{29}（20R）$\beta\beta/\alpha\alpha$ 关系图上（图 2−5−19），原油取样点挨近珠海组生油岩，说明油源应来自珠海组生油岩。

文昌凹陷南部的文昌 19−1−1 井和珠海 18−1−1 井原油，它们的 C_{29}20S／（20S+20R）比值明显高于北部的原油，且还含有 C_{30}−4−甲基甾烷，说明它们的油源除珠海组外，尚有埋藏更深的文昌油源。

三、珠江组也是值得重视的油源层

珠 7 井和西江 24−3−1 井原油含有较丰富的三环萜烷和孕甾烷，与珠江组生油岩可以对比（参见图 2−5−17）。

关于三环萜烷的地质意义，一般认为它是指示水体盐度的标志。例如，江汉盆地和柴达木盆地盐湖相生油岩，三环萜烷含量极高。三环萜烷（C_{19-26}）占萜烷总含量的 33～35%，且常与较高含量的孕甾烷伴生。珠江口盆地的珠江组生油岩和珠 7 井、西江 24−3−1 井原油



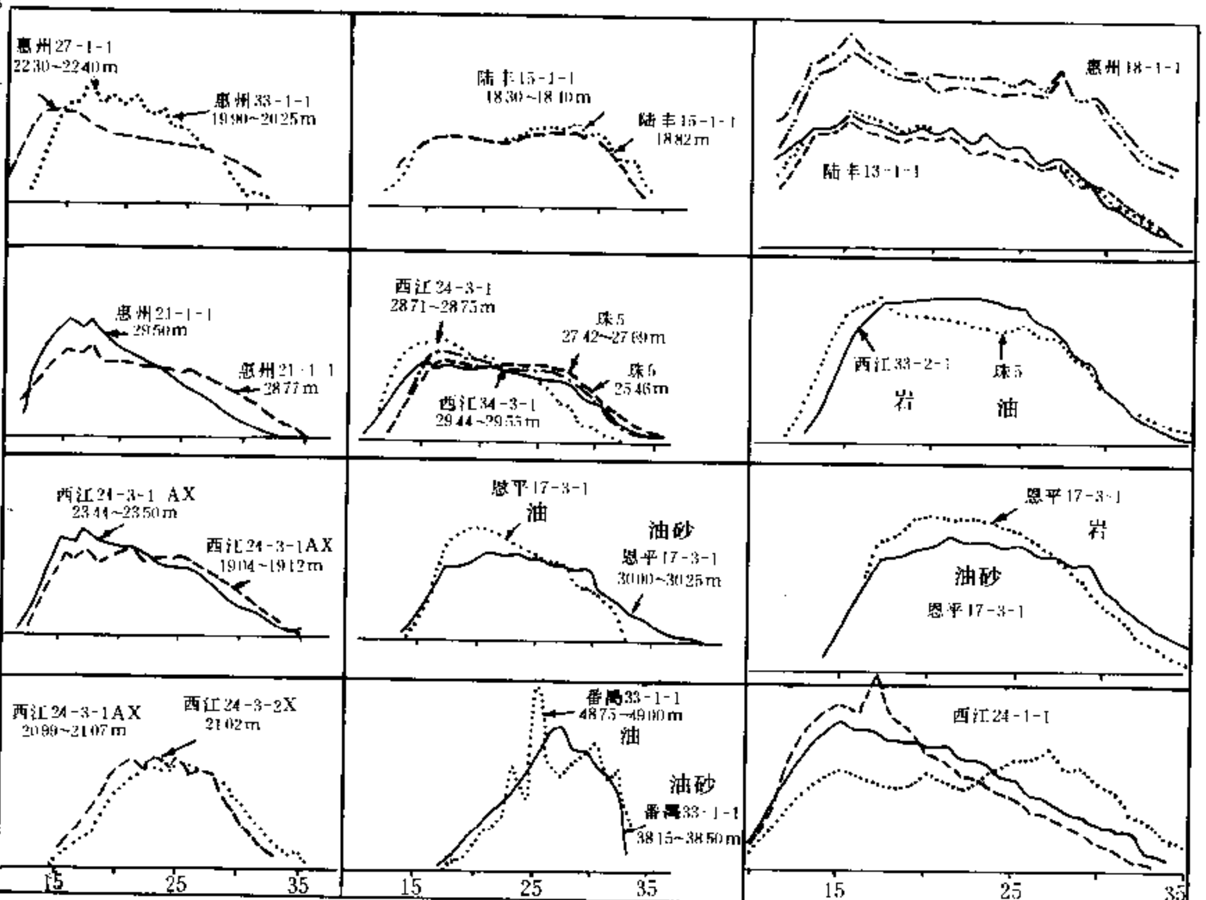


图 2-5-18　珠江口盆地生油岩和原油饱和烃碳数分布曲线图

原图无纵向比例尺，仅示相对丰度；横坐标为碳数；左图中珠海、珠江等为组名

也具有相同特征，三环萜烷含量分别为43%和32%，表明珠江组生油岩和上述原油的油源层有相似盐度的沉积环境，有理由认为珠江组就是上述原油的油源。而且从珠江组生油岩甾、萜烷特征化合物表明，该组应是近岸的半封闭海湾沉积。

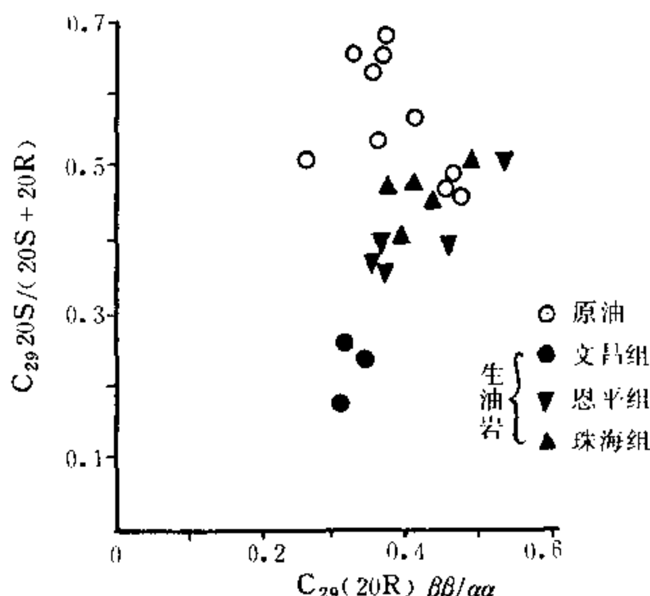


图2-5-19 文昌凹陷原油、生油岩甾烷参数关系图

第三节 生油层系

从上节油源讨论中得知，珠江口盆地存在始新统、渐新统和下中新统三套主要的生油层系。

一、生油层系的发育情况

生油层系暗色泥岩的发育情况详见表2-5-5。

表2-5-5中的厚度是根据盆地内主要探井的分层资料统计的，但中中新统及其以上地层埋藏很浅，且为广海相沉积，有机质十分贫乏，有机碳含量平均低于0.4%，是非生油层，表内未予统计。从表上大致可以看出这三套生油层的发育分布状况。

始新统生油层是在对外合作勘探以后，相继在珠三坳陷的文昌凹陷和珠一坳陷的惠州凹陷中新发现的，它主要分布在坳陷内部的凹陷中，基岩隆起区一般缺失。全统地层目前揭露的最大厚度为1147米，系断陷期的湖相砂、泥岩沉积，暗色泥岩约占地层总厚的60%左右，岩性为灰黑—褐灰色泥岩、剖面中常含煤线，说明沉积环境时有沼泽化，受陆源影响大，所含化石以陆源孢粉为主，水生藻类及其生物少见。该组生油层以文昌南凹陷中的文昌19-1-2、19-1-3井为代表，生产现场常称它为褐色泥岩段。

渐新统生油层由上、下两部分组成。

下部恩平组（含上始新统）是主要生油层段，为一套断陷萎缩期的砂、泥岩沉积，岩性以含煤为主要特征，其分布范围大致和文昌组相当。目前钻井揭露最大厚度为1450米，暗色泥岩约占地层的30～60%。但暗色泥岩主要分布在该组中部，以文昌凹陷中的文昌2-1-1井为代表，该井3200～3450米井段，为灰褐色泥岩集中段，在250米地层中暗色泥岩为226米，占剖面的90%，且还夹有10层17米煤层及碳质泥岩，说明是一套湖沼相沉积。这套煤系生油层也是对外合作勘探以后新发现的，生产现场常称为含煤段。

上部珠海组，是盆地一度隆起遭受剥削、准平原化后的沉积。早期沉积明显受古地形控制，主要是河泛和汇水湖泊相粗碎屑沉积，地层中常含煤。晚期盆地内开始明显海侵，水域扩大，但水浅，物源较丰富，形成一套海陆交替相的砂质岩剖面，并常夹煤层。钻井揭露该组最大厚度为985米（文昌9-2-1井），暗色泥岩与砂质岩呈互层出现，单层厚度较小，厚度变化也大。珠二、珠三坳陷内暗色泥岩较发育，约占地层厚度的35～67%；珠一坳陷因受古珠江水系影响，岩性较粗，暗色泥岩仅占地层的30%以下。

表 2-5-5 珠江口盆地第三系生油层暗色泥岩厚度统计表

构造单元	层位 / 项目[1] / 井号	下中新统						渐新统										始新统(含古新统)					
		上珠江组			下珠江组			珠海组					恩平组					文昌组			神狐组		
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	1	2	3
珠一坳陷	陆丰 1-1-1	43	226	76.5	10	104.5	37.8		/[4]				12	230.5	23.6	4	5	10	87.5[2]	30.3			
	陆丰 2-1A	24	225.5[2]	65.9					/[4]				5	41	21.7								
	惠州 08-1-1	24.5	425	67.7	10	45.5	26.3		/[4]				29	476.5	35.5	7	9	14	74.5[3]	36.3			
	惠州 13-1-1	17.5	397.5	44.4	14	151.5	33.7	12.5	81.5	31.8	1	1	8.5	403.2[3]	44.1	14	13	5					
	西江 24-3-1	26	461.5[2]	69.6				4.5	46	24			10	170	27.7	8	13	513	125.3	61.4			
	珠 7	18	215.75	45.9	12	220	36.6	8.5	162	26.8			4	49.5	34.6								
	珠 5	18.5	257.2	43.4	13.5	150.5	24.8	6	51.8	17.0													
	番禺 3-1-1	26.5	292	50.1	10.5	124	27.5	10.5	119	25.8													
	恩平 12-1-1	11.5	223.8[2]	52.3				19.5	268.5	51			20	332.5[3]	51.5	9	4.5						
	恩平 17-3-1	18	277	50.5	18.5	174.5	32	15	120.5	20.7			13	370	33.3			19	233[3]	58.5			
	恩平 18-1-1	16.5	300.5	57.7	9	142	26.4	3.5	24	5.4			9	108.5	22.9	2	3						
珠二坳陷	番禺 27-1-1	15	323[2]	66.9				31.5	89	41.6			13.5	70.5	26.5								
	番禺 33-1-1	25.5	455.5[2]	64.6				21	86	47			21	371[3]	33.6	11	14	5					
珠三	阳江 36-1-1	50.0	297.5	63	17	121	35.5	8.5	207.5	42.9			14.5	161.5	25.7								
	阳江 35-1-1	23	335.5	61.4	9.5	232	44.7	12.5	260	39.9			19.5	493.5	49.2	11	16						
	文昌 2-1-1	32.5	325	68.9	7.5	103	34	19.5	333	42.4	3	3	30	225.8	60.7	10	16.8						

续表

坳陷	文昌 19–1–1	10.5	81	32.3	19.5	129.5	40	22	563.5	67			9	579.5[3]	40.2	1	0.5						
	文昌 19–1–2	19.5	105	43.8	5	22	8.8	26	98	35.4			8	632	43.6			62	62[3]	100			
	文昌 19–1–3	16.5	75.5	30.9	7	37.5	28.2		/[4]				2.5	6.5	8.2	2	3.5	49	441.5	58	8.5	151.7	
番禺低隆起	番禺 16–1–1	67.8	409.8	85.6	9	70	31.7																
	番禺 20–1–1	25.0	415.5[2]	59.1				9.5	85	15.5			11.5	123.5	31.5	3	3						
	番禺 21–3–1	30.5	330[2]	56.7				8	39.5	11.2			19.5	90.5	24.3	2	2						
	番禺 24–1–1	56.3	578.5[2]	82.2				8.5	62	16.6			9.5	83	12.5								
	番禺 27–2–1	56.5	427.5[2]	74.3				17.5	97.5	33.7			11.5	120	12.7	8	7.5	14.5	68[3]	40.8(夹煤 10 层 8m)			
海南隆起	阳江 26–1–1	25.5	92	81.8	6	71.5	29.2																
神狐暗沙隆起	开平 1–1–1	39.5	109	63.2	9	87.5	30.2																
东沙隆起	惠州 33–1–1	24	356[3]	46.5																			

①项目中 1—暗色泥岩单层最大厚度（米）；2—暗色泥岩总厚度（米）；3—暗色泥岩占地层百分比（%）；4—煤层数（个）；5—煤层总厚度（米）。②系南海东部石油公司数据，包括珠江组下部泥岩。③指该组地层未钻穿。④指该组地层缺。

下中新统珠江组是盆地坳陷期的产物，当时有较大规模的海侵，水体范围大，但深度小，南部的西沙—东沙隆起区仍起封挡作用，所以主要为海陆交替的滨浅海以及三角洲、半封闭海湾沉积环境。这套地层在盆地内部虽都有分布，但有利于生油的半封闭海湾及前三角洲相区主要分布于盆地中东部及南部珠一、珠二坳陷。钻井揭露这类相带为一套下粗上细的暗色砂、泥岩剖面，富含浮游生物及陆源植物屑，最大厚度为1345米，暗色泥岩最大厚度为578.5米，较连续的生油岩主要分布在剖面上部，约占地层厚度的50～85%。

二、有机质丰度

表2-5-6是盆地内始新统文昌组、渐新统珠海—恩平组、下中新统珠江组这三套生油层的有机质丰度统计表，从表内数据与石油工业部颁布的生油岩划分标准对照可知（表2-5-7），珠江口盆地始新统文昌组生油层的有机碳、氯仿沥青"A"、总烃丰度分别为2.43%、0.3%和1476ppm，符合最好生油岩标准；渐新统珠海—恩平组生油层上述各项指标分别为1.43%、0.23%和968ppm，属好生油岩范围；下中新统珠江组生油层分别为0.67%、0.05%和263ppm，也达到较好生油岩的标准。

表2-5-6　珠江口盆地第三系生油岩有机质丰度统计表

项目 层位	有机碳(%)			氯仿沥青"A"(%)			总烃（ppm）		
	范围	平均	样品数	范围	平均	样品数	范围	平均	样品数
下中新统 珠江组	0.02～3.5	0.67	839	0.004～0.716	0.05	112	15～2663	263	68
渐新统 珠海—恩平组	0.10～7.93	1.43	288	0.018～1.4522	0.23	58	153～4746	968	57
始新统 文昌组	0.24～9.39	2.43	92	0.07～0.92	0.30	20	253～3579	1476	18

表2-5-7　第三系生油岩划分标准表

项目 级别　水介质	有机碳(%)		氯仿沥青"A"(%)	总烃(ppm)
	淡—半咸水湖盆	咸水湖盆	不分	不分
最好	>2		>0.2	>1000
好	1～2	>0.6	0.1～0.2	500～1000
较好	0.6～<1	0.4～0.6	0.05～<0.1	200～<500
差	0.4～<0.6	0.2～<0.4	0.015～<0.05	100～<200
非	<0.4	<0.2	<0.015	<100

若将南海北部大陆架上的三个第三系盆地相对比，珠江口盆地三套生油层的有机质丰度

则均名列榜首（表2-5-8）。

表2-5-8 南海北部大陆架第三系生油岩有机质丰度对比表

盆地名称	地层	有机碳平均值 (%)	氯仿沥青"A"平均值 (%)	总烃平均值 (ppm)
珠江口	下中新统珠江组	0.67	0.05	263
	渐新统珠海—恩平组	1.43	0.23	968
	始新统文昌组	2.43	0.30	1476
莺歌海	下中新统梅山组			
	渐新统陵水组	0.93	0.107	706
北部湾	下中新统下洋组	0.19	0.015	100
	渐新统涠州组	1.03	0.089	476
	始新统流沙港组	1.75	0.182	930

表2-5-9是珠江口盆地各构造单元的有机质丰度对比表，它基本反映了三套生油层在盆地内的地区变化，并可得到以下三点认识：

①始新统文昌组生油层的有机质丰度普遍较高。

②渐新统珠海—恩平组生油层的有机质丰度也普遍较高，但从表内数据对比，东部的珠一坳陷则更优于西部的珠三坳陷。

③下中新统珠江组生油层的有机质丰度各构造单元相差较大，其中以珠一坳陷及东沙隆起为最好，东沙隆起实际上仅有惠州33-1-1井一口井，且临近珠一坳陷的惠州凹陷，在一定程度上也反映了惠州凹陷的有机质丰度。

从上例资料可以看出，珠一坳陷的三套生油层发育均较好，珠江组有机质丰度可达较好生油层标准，文昌组、珠海—恩平组有机质丰度均可达到好—最好生油层标准；珠三坳陷珠江组有机质丰度较低，珠海—恩平组和文昌组有机质丰度分别可达到较好和最好生油层标准；番禺低隆起和珠二坳陷珠江组、珠海—恩平组，文昌组的有机质丰度均分别可达到较好、好、最好生油层标准。但从钻探的具体情况分析，番禺低隆起及珠二坳陷的数据实际反映了珠二坳陷北侧的有机质丰度。

三、有机质类型

1.始新统文昌组

从始新统岩石热解氢指数和最高峰温关系图上看出（图2-5-20），75个样品数据点全部落在Ⅰ、Ⅱ型演化线之间和它们的两侧，虽然有少部分样品逼近Ⅲ型演化线，但均没有落在Ⅲ型演化线以下。生油岩干酪根镜下检测资料中，属于Ⅰ及Ⅲ型的各4个，$Ⅱ_1$及$Ⅱ_2$型的各4个。4个干酪根元素分析资料，均落在图2-5-21中Ⅱ型演化线两侧。

从上述资料可以说明，珠江口盆地始新统生油岩的干酪根类型主要为Ⅰ、Ⅱ型，且以腐泥型和偏腐泥的混合型占较大比例（约50%），而腐殖型则少见。但生油岩20R正常甾烷

表 2-5-9 珠江口盆地各构造单元第三系生油层有机质丰度统计表

构造单元	项目 / 层位	有机碳(%)			氯仿沥青"A"(%)			总烃(ppm)		
		范围	平均	样品数	范围	平均	样品数	范围	平均	样品数
珠一坳陷	珠江组	0.2～3.5	0.86	253	0.005～0.776	0.144	31	15～2214	401	29
	珠海—恩平组	0.1～7.93	1.49	214	0.018～0.517	0.216	36	153～4746	993	35
	文昌组	0.24～7.14	1.62	47	0.07～0.92	0.420	3	253～3579	1669	3
珠三坳陷	珠江组	0.05～1.52	0.54	73	0.004～0.094	0.033	15	17～101	70	6
	珠海—恩平组	0.59～1.44	0.89	11	0.0459～0.1639	0.1036	7		609	7
	文昌组	1.4～9.945	3.14	35	0.083～0.4389	0.263	14	349～2809	1343	12
中央低隆起及珠二坳陷	珠江组	0.02～2.84	0.63	321	0.004～0.781	0.063	54	30～2663	459	30
	珠海—恩平组	0.12～7.41	1.32	63	0.0305～1.4522	0.3222	15	195～3546	1079	15
	文昌组	0.75～9.39	3.75	10	0.3060～0.4771	0.3778	3	1652～2004	1814	3
东沙隆起	珠江组	0.02～3.09	0.80	157						
神狐暗沙隆起	珠江组	0.13～0.61	0.27	13	0.009～0.078	0.028	8			
海南隆起	珠江组	0.13～0.86	0.39	22	0.012～0.029	0.019	4	69～177	122	3

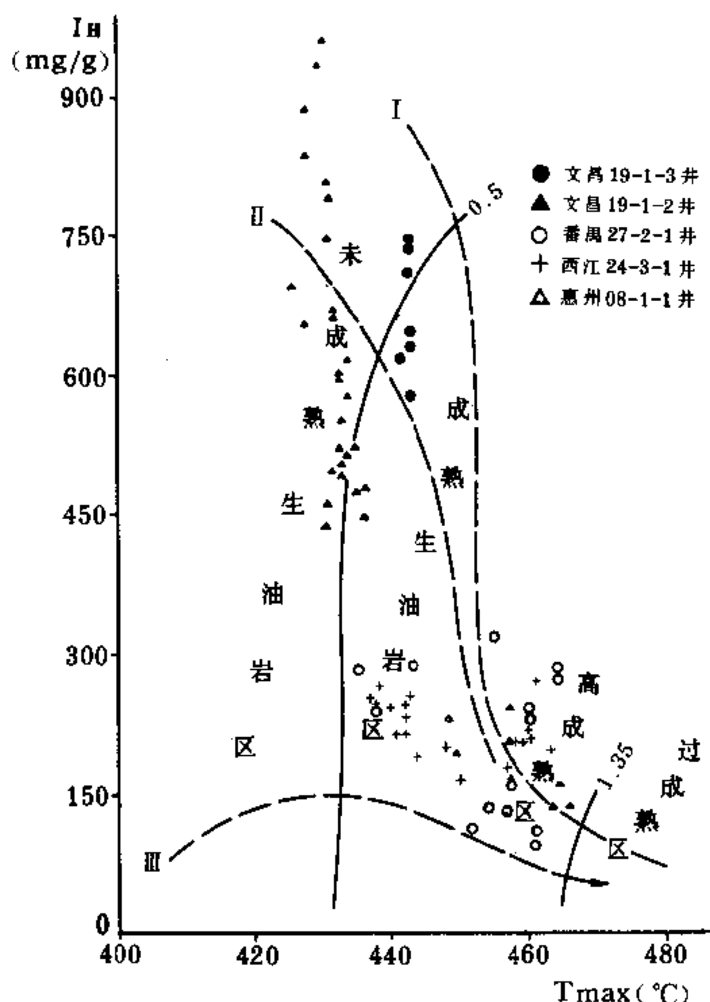


图 2-5-20 珠江口盆地始新统生油岩生油母质类型成熟度划分图

三角图上说明，始新统生油岩的干酪根类型以腐殖型和混合型为主（参见图 2-5-10），显然两者的结论是矛盾的，但这种矛盾似乎是陆相生油岩中一种常见的现象。1985 年，张大江等在研究我国著名的茂名、抚顺油页岩时也发现类似现象。他们解释为Ⅲ型干酪根母岩中的高等植物，经细菌强烈改造增加了生油岩的生烃潜力。珠江口盆地的始新统生油岩在镜下检测中也见有大量细菌，上述矛盾也可能是细菌强烈改造陆源高等植物所引起的。

2.渐新统珠海—恩平组

渐新统生油岩热解氢指数和最高峰温关系图上（图 2-5-22），共约 125 个样品，其数值点均落在Ⅲ型演化线两侧和Ⅱ型演化线下方；19 个干酪根元素分析，有 11 个干酪根镜下检测资料均为Ⅱ、Ⅲ型，其中$Ⅱ_1$和Ⅲ型各 3 个，$Ⅱ_2$型 5 个。总的说明，渐新统生油岩的干酪根类型与始新统生油岩有较大区别，以Ⅲ型和Ⅱ型偏下者为主，即属腐殖型和偏腐殖的混合型干酪根为主。

3.下中新统珠江组

为了充分应用下中新统生油岩较多的岩石热解资料，1985 年，王安乔等采用 Tmax—T_H 图版来确定下中新统生油岩的有机质类型。该图版根据松辽、泌阳、辽河等陆上第三系盆地中的 7 口井，以及东海、珠江口、北部湾等海上第三系盆地的 8 口井，共 637 个第三系生油岩

样品的岩石热解资料编制而成（图 2-5-23）。图版中的类型指数 S_2/S_3 值均用邬立言等（1982）提出的类型恢复曲线恢复成原始类型。这一图版既克服了因 S_3 值不准而带来的误差，也消除了氢指数划类时生油岩成熟度的影响，是应用岩石热解资料研究生油岩有机质类型较完善的方法之一。

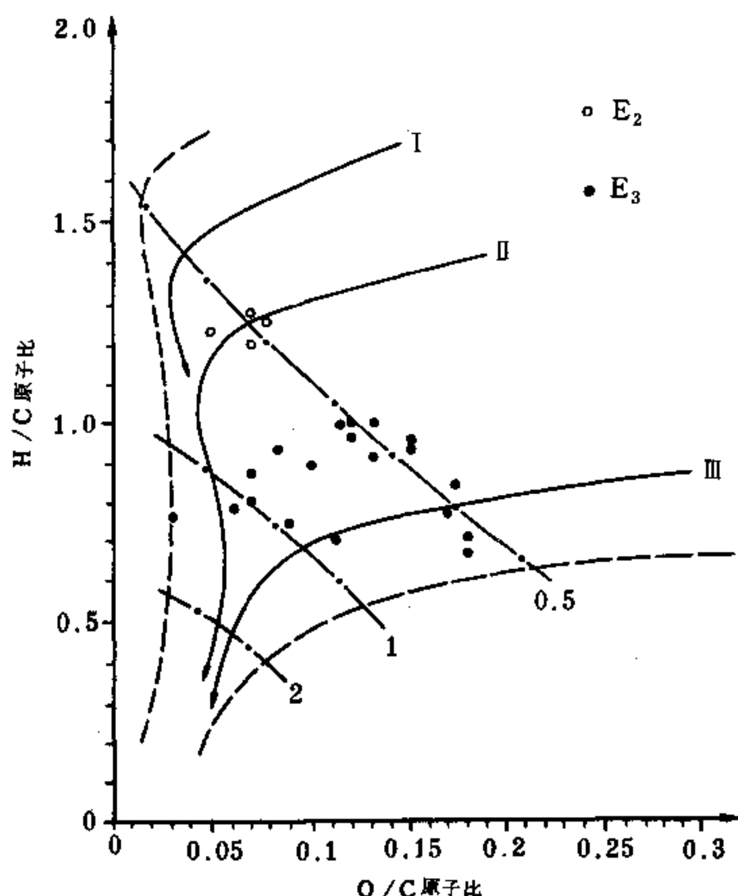


图 2-5-21　珠江口盆地下第三系生油岩干酪根元素分类图（据 H／C 与 O／C 关系）

利用上述图版，确定了珠江口盆地 21 口井中 501 个下中新统生油岩样品的干酪根类型，其中Ⅰ型 3 个，占 1%、$Ⅱ_A$ 型 5 个，占 1%；$Ⅱ_B$ 型 35 个，占 7%；$Ⅱ_C$ 型 207 个，占 41%；Ⅲ型 251 个，占 50%。从统计数据可以看出，Ⅲ和 $Ⅱ_C$ 型约占总样品数的 91%，说明下中新统生油岩的干酪根主要是腐殖型和偏腐殖型的混合型干酪根占绝对优势。

如按不同的构造单元统计（表 2-5-10），大多数构造单元的下中新统生油岩干酪根也均以Ⅲ、$Ⅱ_C$ 型为主，惟东沙隆起的惠州 33-1-1 井的类型较好，101 块样品中Ⅰ型及 $Ⅱ_B$ 型约占 20%；$Ⅱ_C$ 型占 74%，Ⅲ型仅占 6%，说明以混合型干酪根为主。该井紧邻珠一坳陷的惠州凹陷，可能反映惠州凹陷南部的下中新统生油岩的母质类型较好。

综上所述，珠江口盆地下中新统和渐新统两套生油层的干酪根均为腐殖型和偏腐殖的混合型为主，反映了以陆源高等植物为其主要的生油母质。始新统文昌组生油层的干酪根为腐泥—偏腐泥混合型为主，但在地质演化过程中，陆源高等植物经历了细菌的强烈改造，使它具有较强的生烃潜力。

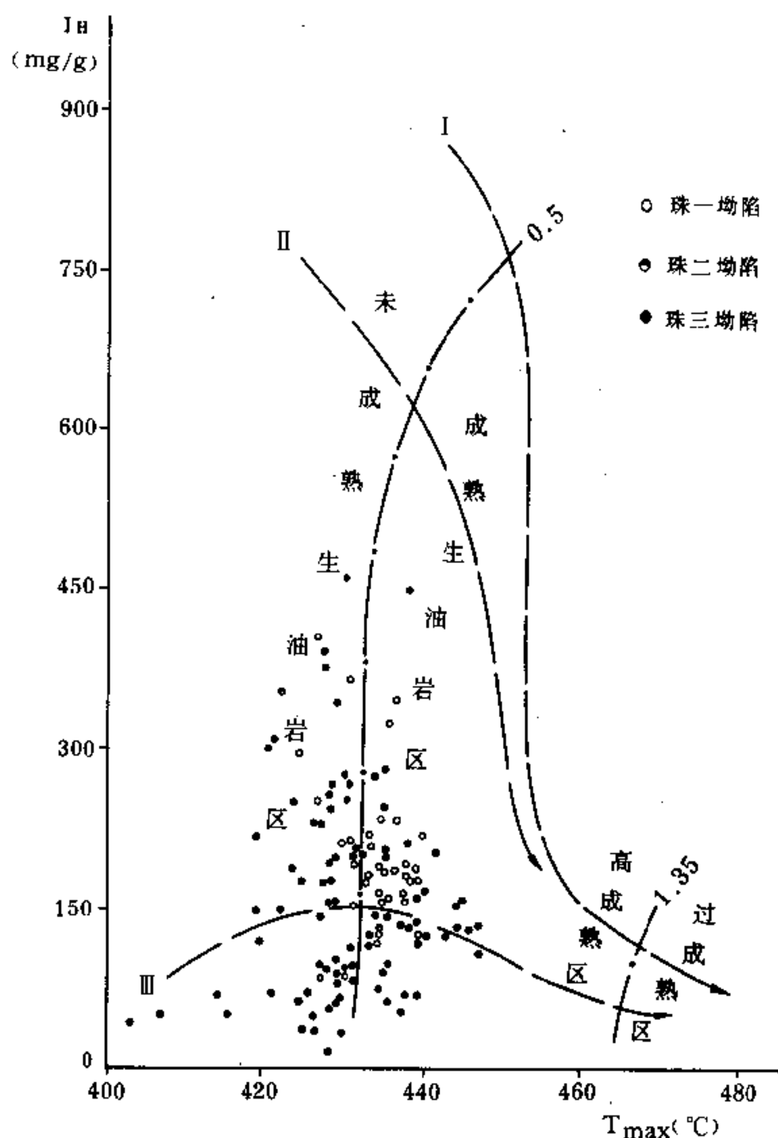


图 2–5–22　珠江口盆地渐新统生油岩生油母质类型和成熟度划分图

表 2–5–10　珠江口盆地下中新统生油岩干酪根类型统计表

构造单元 \ 项目	Ⅰ型		ⅡA		ⅡB		ⅡC		Ⅲ型		样品总数
	样品数	占总数百分比	样品数	占总数百分比	样品数	占总数百分比	样品数	占总数百分比	样品数	占总数百分比	
珠一坳陷			1	2	1	2	5	11	41	85	48
珠三坳陷			2	4	8	14	23	40	24	42	57
中央低隆起珠二坳陷	1	0.4	2	0.7	7	2.6	100	36.6	163	59.7	273
海南隆起	1	5					4	21	14	74	19
东沙隆起	1	1			19	18.8	75	74	6	5.9	101
神狐暗沙隆起									3	100	3
盆地平均	3	1	5	1	35	7	207	41	251	50	501

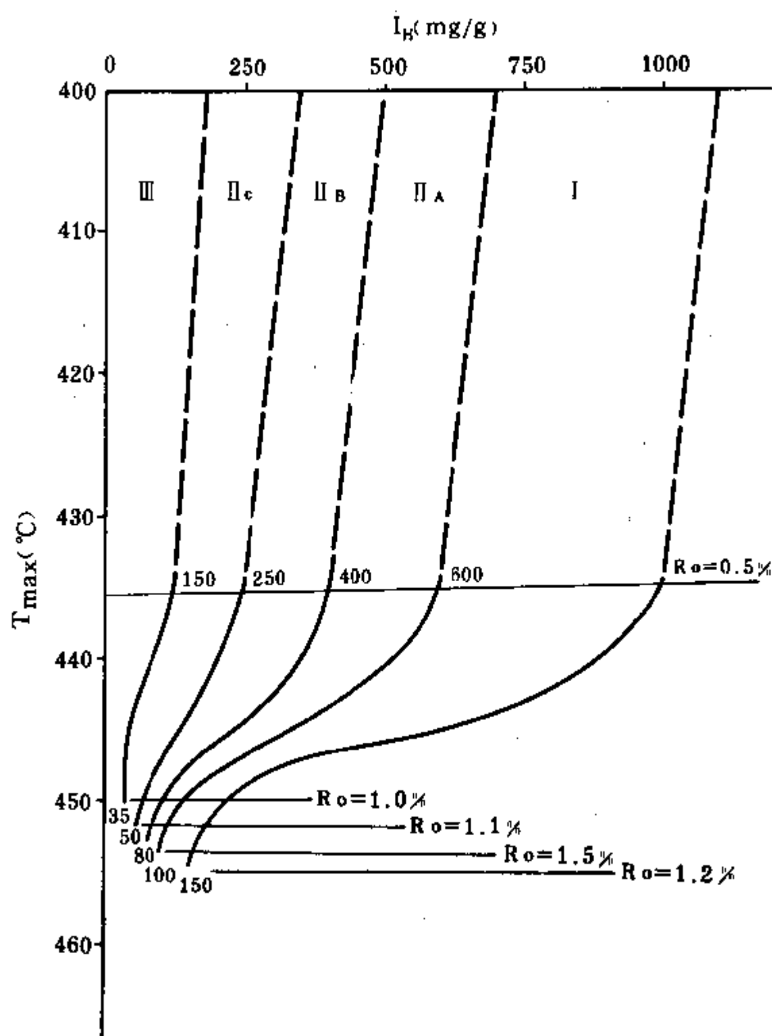


图 2-5-23 I_H—Tmax 关系图版

四、有机质成熟度

珠江口盆地的地温变化较大，根据 27 口井实测的地温资料，平均地温梯度范围值为 2.54～6.13℃／100 米。从表 2-5-11 的数据中大致可以看出，基岩隆起上的平均地温梯度较高，数值为 3.68～6.13℃／100 米，尤以海南隆起最高，为 5.69～6.13℃／100 米；神狐暗沙隆起，为 4.4℃／100 米；东沙隆起为 3.39～4.89℃／100 米，且由北向南变高。坳陷内部，以珠一坳陷和番禺低隆起最低，平均地温梯度为 2.54～3.42℃／100 米，且明显表现出自西向东逐步降低的趋势，最东部的陆丰凹陷仅为 2.54～3.1℃／100 米。但处于惠州、陆丰两个凹陷间的惠陆基岩披覆背斜构造带地温值可达 4.7℃／100 米。而珠二、珠三坳陷则有较高的地温值，珠二坳陷为 3.53～3.78℃／100 米，珠三坳陷为 3.3～4.06℃／100 米。所以，就盆地内部第三系生油岩热演化条件而言，珠二、珠三坳陷最好，番禺低隆起和珠一坳陷中西部较好，珠一坳陷东部热演化条件则较差。另外，由于隆起上的地温较高，对埋深较浅的下中新统生油岩创造了有利的热演化条件，特别是东沙、神狐暗沙隆起的下中新统生油岩可能具有生烃潜力。

表 2-5-11　珠江口盆地地温梯度统计表

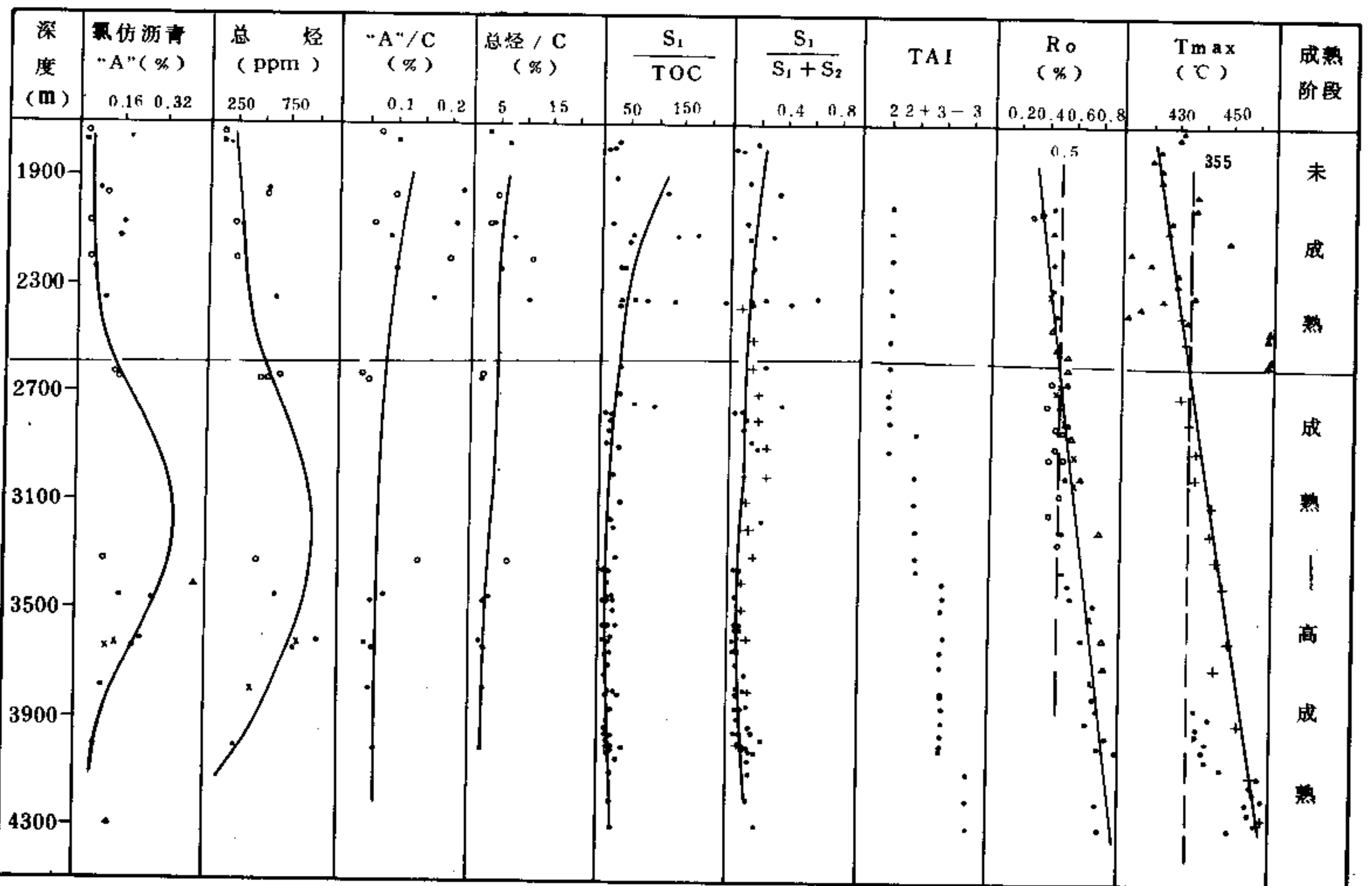
井号	构造位置	平均地温梯度（℃/100m）	井号	构造位置	平均地温梯度（℃/100m）
海丰 28-2-1	凹陷	2.54	番禺 33-1-1	凹边低隆	3.53
海丰 33-3-1	凹陷	2.92	西江 24-3-1	凹中低隆	3.00
陆丰 1-1-1	凹陷	3.10	恩平 12-1-1	凹陷	3.39
陆丰 2-1A	凹中隆	2.76	恩平 18-1-1	凹中低隆	3.35
陆丰 13-1-1	凹中隆	4.70	阳江 21-1-1	隆起	5.69
陆丰 15-1-1	隆缘	4.04	阳江 23-1-1	隆起	3.12
陆丰 22-1-1	隆缘	4.94	阳江 26-1-1	隆起	6.13
陆丰 21-1-1	隆缘	4.00	阳江 35-1-1	凹陷	3.87
惠州 8-1-1	凹陷	3.03	阳江 36-1-1	凹中低隆	4.48
惠州 21-1-1	凹陷	3.23	开平 1-1-1	隆起	4.4
惠州 26-1-1	隆缘	3.63	文昌 2-1-1	凹陷	4.06
惠州 33-1-1	隆缘	3.68	文昌 14-1-1	凹陷	3.30
番禺 4-1-1	凹中隆	3.24	文昌 19-1-1	凹陷	3.44
番禺 16-1-1	低隆起	3.42	文昌 19-1-3	凹陷	2.96
番禺 20-1-1	低隆起	3.37	文昌 9-2-1	凹陷	3.60
番禺 24-1-1	凹陷	3.23	流花 11-1-1A	隆起	4.57
番禺 27-1-1	凹边低隆	3.78	流花 19-1-4	低隆	3.85
番禺 27-2-1	凹陷	3.43			

由于盆地内各凹陷的地温梯度不同，所以各凹陷中生油层的生油门限也有差别。

珠一坳陷：根据各井综合的生油岩热演化剖面图，生油岩成熟门限为 2600～2800 米，温度约 110～117℃（图 2-5-24）。上述门限深度均处于下中新统及渐新统中，所以仅能代表这两套生油层的成熟门限，而始新统生油层的成熟门限尚无资料确定。另外它的南侧东沙隆起边缘上的惠州 33-1-1 井，生油岩成熟门限为 2450 米，温度约 113℃，该井 1500～2610 米为下中新统珠江组。说明东沙隆起上有部分下中新统生油岩已进入成熟门限，对成油是有利的。

珠三坳陷：根据各井综合的生油岩热演化剖面图，始新统生油层的成熟门限为 2400 米，温度约 103℃（图 2-5-25）。渐新统生油层的成熟门限为 2700 米，温度 124℃（图 2-5-26）。下中新统生油层因埋藏较浅，大多均未成熟。

珠二坳陷：凹陷内部目前尚未钻开，它北侧的番禺 33-1-1 井的生油岩成熟门限为 2450 米，温度约 100℃（图 2-5-27），该深度处于上第三系内，所以代表了下中新统珠江组的成



·西江 24-3-1 · 珠 7 · 惠州 33-1-1 ▵ 恩平 17-3-1 × 恩平 12-1-1 + 惠州 21-1-1

图 2-5-24 珠江口盆地珠一坳陷生油岩热演化剖面图

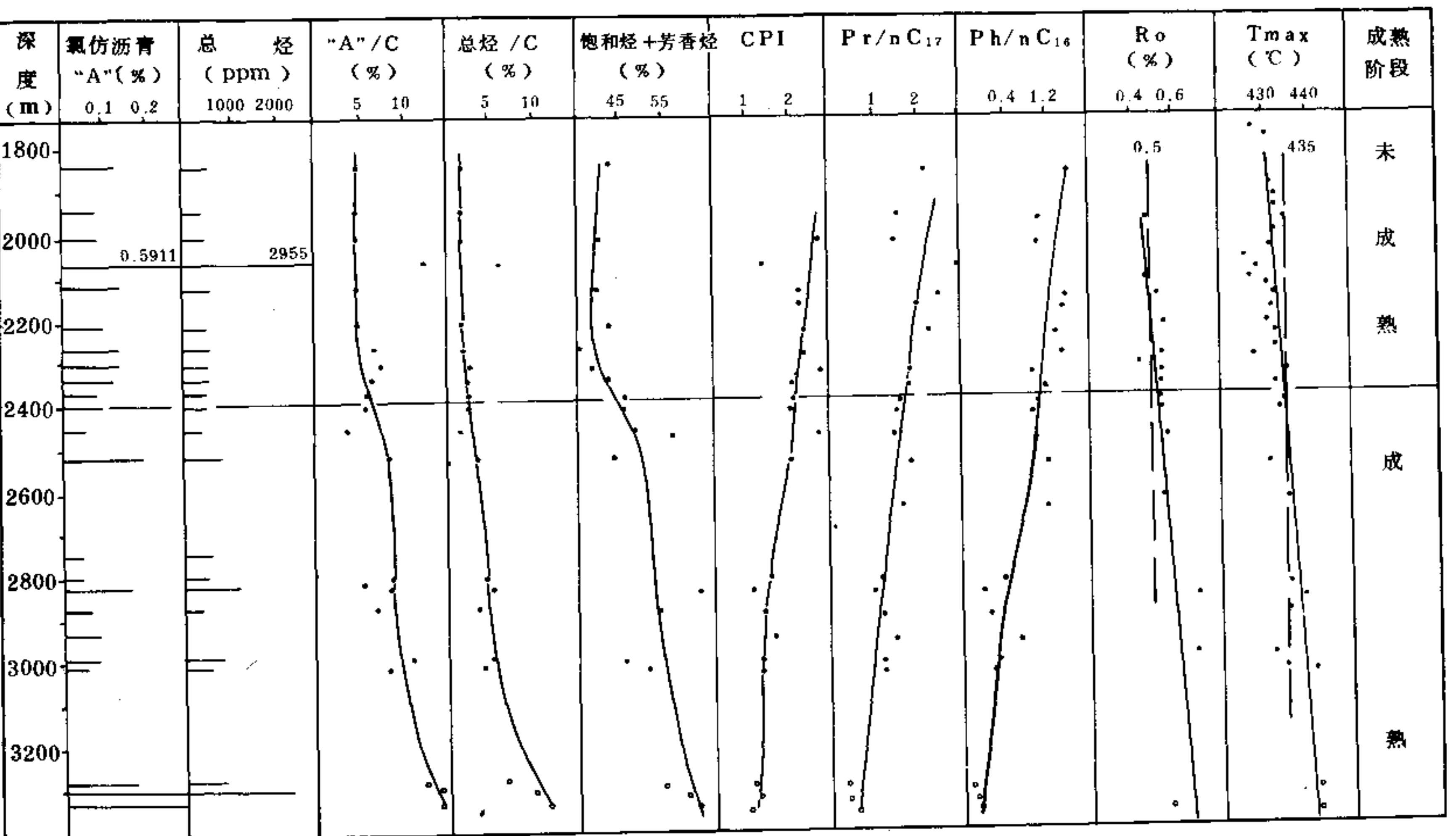


图 2-5-25 珠三坳陷古—始新统生油岩热演化综合剖面图

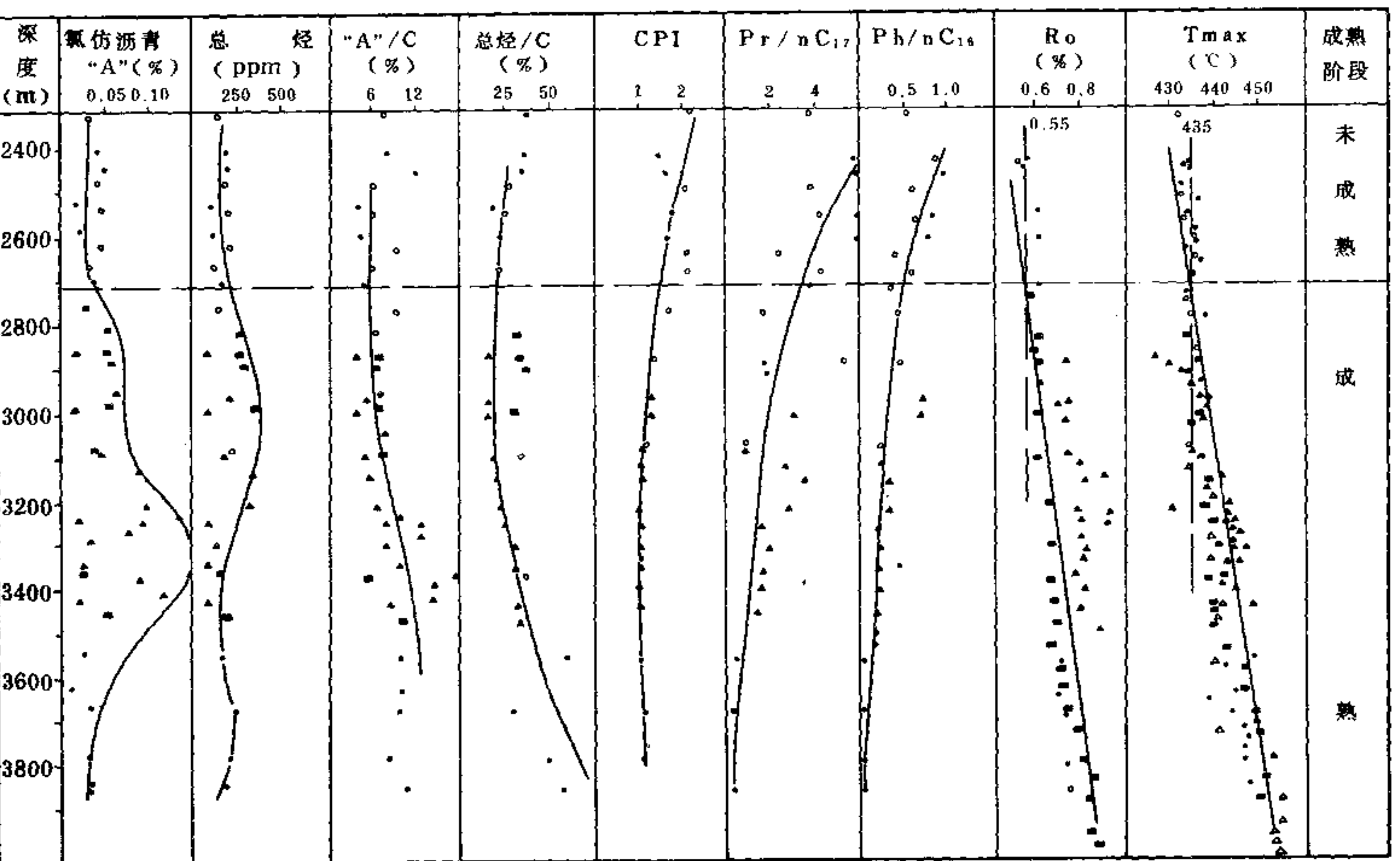


图 2-5-26 珠江口盆地珠三坳陷断新统生油岩热演化综合剖面图

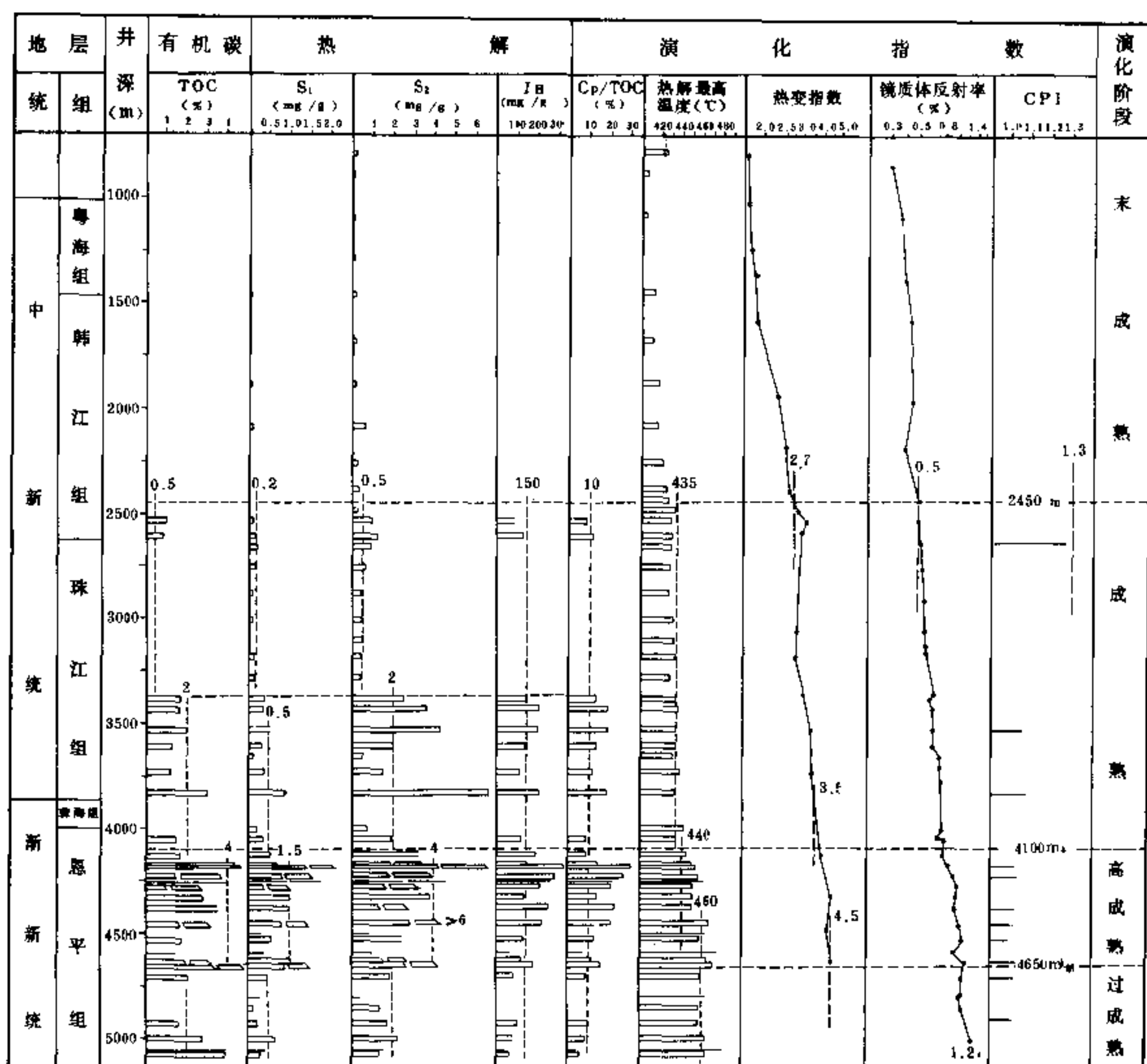


图 2-5-27　珠江口盆地番禺 33-1-1 井地球化学参数剖面图

熟门限。而该井渐新统生油岩大多已进入高成熟和过成熟阶段。

珠江口盆地三套生油层完整的生油岩热演化剖面尚未建立，所以对生油岩的热演化阶段研究的还不够，下面仅就少量资料对凹陷中的生油岩热演化阶段作一初步推断。

始新统：目前钻井揭露的埋藏深度，在珠三坳陷为 1671～3331 米，生油岩仅处于未成熟—成熟阶段（参见图 2-5-20）；珠一坳陷为 3920～4868 米，生油岩已经全部成熟，大批样品数据反应已进入高成熟阶段（参见图 2-5-20），高成熟阶段的顶界可能深度为 3450 米，镜质体反射率 R_o 介于 0.7～0.8 之间（参见图 2-5-24），过成熟阶段的顶界目前尚无资料确定。总的看来，始新统生油层成熟门限约为 2400 米，R_o 为 0.5，温度 103℃；高成熟阶段顶界约 3450 米；R_o 为 0.7～0.8，温度 139℃；过成熟阶段的顶界尚未确定。

渐新统：钻井揭露的埋藏深度 1665～5104 米，生油岩较可靠的成熟门限约 2700 米，R_o 为 0.5，温度 124℃。番禺 33-1-1 井揭示高成熟顶界可能为 4000 米左右，R_o 为 0.8，温度 161℃；过成熟阶段顶界可能在 4650 米左右，R_o 为 1.1～1.27，温度为 184℃。该深度以下

岩石热解氢指数均小于 100 毫克／克$_{有机碳}$，表明干酪根热降解已基本结束（参见图 2-5-27）。

下中新统：钻井揭露的埋藏深度为 980～3817 米，生油岩成熟门限为 2450～2800 米（珠一坳陷为 2600～2800 米，东沙隆起及珠二坳陷为 2450 米），R_o 为 0.5，温度约 110°～117℃；生油岩其他热演化阶段尚无资料确定。

通过上述资料分析，我们可以初步认为，珠江口盆地生油岩的"生油窗"可能介于 2400～4650 米之间。

第四节　生油凹陷评价

根据上节所述三套生油层的有机质丰度、生油母质类型、成熟度及它们的发育状况进行类比（表 2-5-12），以始新统文昌组生油条件为最好，其次是下中新统珠江组和渐新统珠海—恩平组。后者虽然尚难判定它们之间的优劣，但有两点看来比较相近，一是生油潜力有地域性，在不同的凹陷中生油潜力可能差别较大；二是都宜于成气，因为它们的母质类型均以腐殖型为主，尤其在成熟度较高的珠二坳陷中更是如此。因为珠二坳陷的地质发育史很近似琼东南盆地，并处于同一沉降带上。琼东南盆地崖 13-1 气田的天然气与煤气及腐殖型干酪根的亲缘关系已有确切的证据。所以，对这两套生油层在适宜环境中的成气能力不应低估。据研究，珠江口盆地的煤岩地球化学指标表明，煤岩中丰富的有机质具有向石油、天然气转化的证据（表 2-5-13）。

表 2-5-12　珠江口盆地第三系生油层类比及生油凹陷评价表

项目＼生油层	有机质丰度			有机质类型	有机质成熟度	存在最有利生油区的凹陷	实钻生油岩最大厚度(m)
	有机碳(%)	氯仿沥青"A"(%)	总烃(ppm)				
下中新统珠江组	0.67	0.05	263	腐殖及偏腐殖混合型	低，局部出现高成熟	惠州凹陷、白云—开平凹陷	568
渐新统珠海—恩平组	1.43	0.23	968	腐殖及偏腐殖混合型	低—高成熟，局部出现过成熟	文昌凹陷、惠州凹陷、白云—开平凹陷	1143
始新统文昌组（含古新统）	2.43	0.30	1476	腐泥及偏腐泥混合型	低—高成熟—过成熟	文昌凹陷、恩平、西江凹陷、惠州凹陷、白云—开平凹陷	593

表 2-5-13　珠江口盆地煤岩地球化学指标统计表

井号	层位	井段	TOC	"A"	$\frac{\text{"A"}}{\text{TOC}}$ (%)	$\frac{\text{HC}}{\text{TOC}}$	饱和烃	芳香烃	非烃	沥青质	CPI	Pr / Ph	Pr / nC_{17}	Ph / nC_{18}	饱 / 芳	芳 / 饱
恩平 12-1-1	恩平	3475.0	23.8	0.719	30	2.2	35.2	38.2	26.6		1.19	10.36	6.45	0.65	0.92	1.09
恩平 12-1-1	恩平	3631.7	70.0	1.935	28	1.98	29.7	41.9	8.7	19.8	1.18	11.09	8.54	0.77	0.71	1.41
恩平 12-1-1	恩平	3638.28	55.0	0.618	11	0.69	17.9	43.3	11.3	27.4	1.10	10.92	2.87	0.31	0.41	2.44
番禺 27-2-1	恩平	4675.1	33.3	1.528	46	0.97	8.6	12.5	48.4	30.4	1.02	3.16	0.38	0.12	0.69	1.45
番禺 27-2-1	恩平	4700.1	24.0	0.404	17	0.91	16.4	37.3	46.3		1.03	4.29	0.26	0.06	0.44	2.27
珠 7	珠江	2648.7～2651.64	48.93	5.935	12.13	5.34	19.0	25.0	28.0	20.0	1.46	9.60	10.20	0.81	0.76	1.32
番禺 33-1-1	恩平	4170～4200	56.18	4.6364	82.50	1.56	7.25	11.66	26.43	54.66	1.04	0.53	1.14	0.38	0.62	1.61
西江 24-3-1	韩江	1780～1810	46.45	10.45	4.84	1.87	1.9	6.4	45.1	46.4	1.30	3.2	2.1	0.8	0.30	3.33
西江 24-3-1	恩平	3445～3460	22.08	1.56	70.65	2.75	16.2	22.7	31.5	29.4	1.30	15.8	15.7	1.0	0.71	1.41
西江 24-3-1	恩平	3600～3630	48.72	3.07	63.0	2.61	15.5	25.9	33.6	25.0	1.20	12.1	15.4	1.2	0.60	1.67
西江 24-3-1	文昌	3990～4020	17.98	0.92	51.17	1.99	18.0	20.9	26.4	34.4	1.18	10.8	2.0	0.3	0.86	1.16
恩平 12-1-1	恩平	3631.4	18.24	0.148	8.1	0.28	18.20	16.32	7.74	62.66	1.21	13.37	19.75	1.10	1.12	0.89
恩平 17-3-1	恩平	3661～3662	60.66	1.716	28.2	1.52	26.83	26.83	23.88	22.46	1.00	5.63	3.34	0.49	1.00	1.00
恩平 12-1-1	恩平	3631.7	62.30	6.4948	104	2.80	8.81	18.03	14.05	58.49	1.21	7.64	9.29	0.86	0.49	2.04
恩平 12-1-1	恩平	3638.3	76.25	8.4223	110	3.10	8.02	19.96	13.17	56.79	1.24	8.66	9.40	0.86	0.40	2.50

在早期油气资源评价中，曾对珠江口盆地的生油凹陷下第三系和上第三系下中新统生油层作过评价（图 2-5-28 和 2-5-29），总的认为下第三系最有利生油区（强生油区）主要分布于珠一、二、三坳陷的内部凹陷中（珠二坳陷含番禺低隆起）；下中新统最有利生油区仅分布于珠一坳陷中东部和珠二坳陷。而珠三坳陷则无成熟的生油岩。

近年来，随着钻探资料的增加和地震地层学研究的深入，南海东部石油公司等单位对这三套生油层又分别作了进一步评价。评价的成果综合反映在图 2-5-30、2-5-31 和 2-5-32 内。图中表现的最有利生油区，是指有机物可达到成熟阶段的较深—深湖及海湾、前三角洲相生油岩分布区，它们的分布范围大致和早期油气资料评价时的强生油区相近。

从图中可以看出，古新—始新统最有利生油区分布在珠三坳陷的文昌凹陷，珠一坳陷的惠州、西江、恩平凹陷，以及珠二坳陷的白云—开平凹陷。致于渐新统最有利生油区，若考虑较有利生油区（成熟的湖沼、浅湖相生油岩分布区），则其分布范围大致和古新—始新统相仿。下中新统最有利生油区主要分布在珠一、珠二坳陷的惠州、白云、开平凹陷。综合这三张图可编绘成珠江口盆地第三系生油层最有利生油区叠合图（图 2-5-33），并可得到如下两点认识：

1）三套生油层的最有利生油区主要分布于珠一、珠二和珠三坳陷的凹陷中，这此凹陷均是有利的生油凹陷。

2）根据生油凹陷内生油层的发育状况，又可分为继承性生油凹陷和下第三系生油凹陷两类。前者始新统文昌组、渐新统珠海—恩平组，下中新统珠江组生油层均较发育。这类继承性生油凹陷有惠州凹陷、白云—开平凹陷。它们大多是各时期的生油中心，生油潜力大，是珠江口盆地的主生油凹陷。后一种生油凹陷仅发育有下第三系生油层，上第三系则大多是非生油层或非成熟的生油岩。所以这类下第三系生油凹陷仅是早第三纪时的生油中心，对下第三系来说，具有较强的生油潜力，但从总体上看，则它的生油潜力比继承性生油凹陷差。这类下第三系生油凹陷主要有文昌凹陷、阳江南凹陷、阳江北凹陷、恩平凹陷、西江凹陷以及在低隆起、隆起上的小凹陷。就它们的生油层质量及生油岩体积而言，这些下第三系生油凹陷中，以文昌凹陷为最好，其次是恩平凹陷和西江凹陷。可能还有别的凹陷属于这类好的下第三系生油凹陷，但由于目前受钻井程度的限制，其生油潜力还很难确定。例如，我们前面提到过的文昌 19-1-3 井。它目前的构造位置可以划归神狐暗沙隆起，但它又有埋深较浅、厚度很大的始新统及剥蚀残留的恩平组，说明它在早第三纪时期是个凹陷，渐新世晚期上升变为隆起，如果它反映了神狐暗沙隆起真实的地质发展史的话，那么位于神狐暗沙隆起上的一些残留的下第三系凹陷，那里又有较高的地温，对它们的生油潜力也就不能低估了。

在这里还值得提一句的是，处于盆地南部的东沙、神狐暗沙隆起，虽然地层埋深较浅，但它们的下中新统珠江组可能有适宜生油的岩相条件，隆起上又有很高的地温，就可能存在成熟的珠江组生油岩，特别是这两个隆起的南侧，所以在分析这两个隆起的含油气远景时，这一总应该作为有利因素来考虑。果能如此，则珠江口盆地的油气远景就更加广阔了。

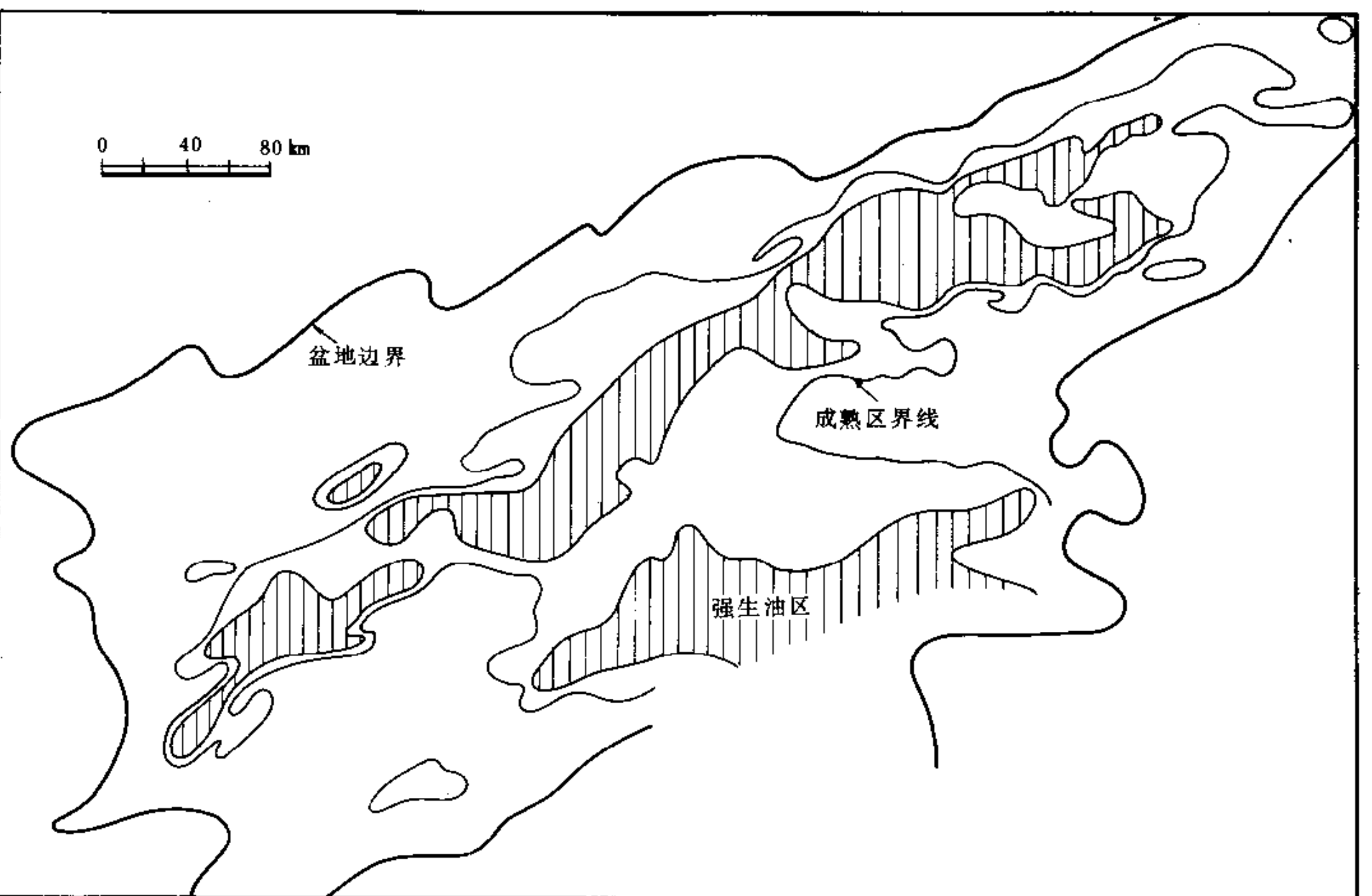


图 2-5-28 珠江口盆地下第三系生油条件评价图

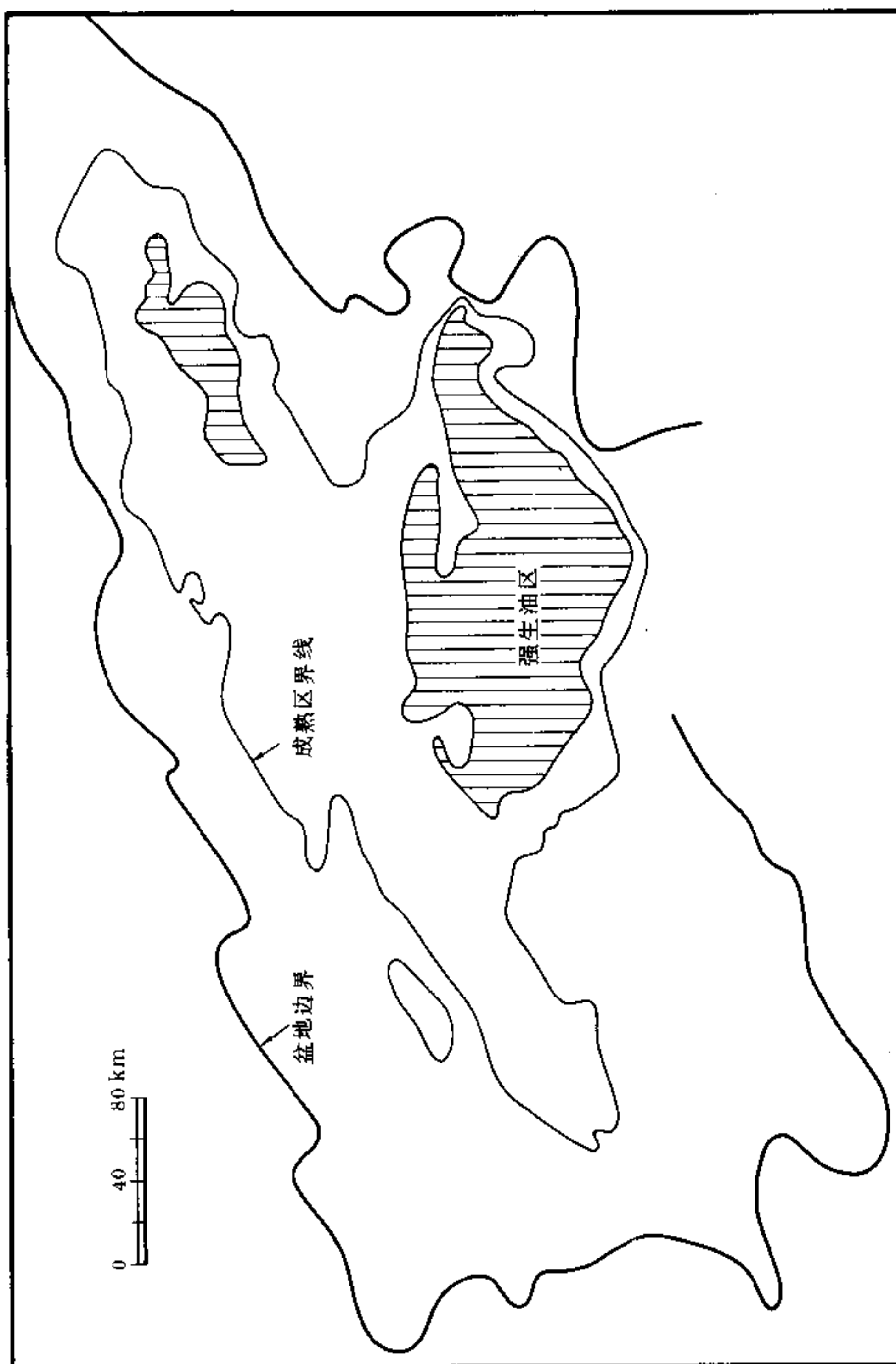


图 2-5-29 珠江口盆地上第三系生油条件评价图

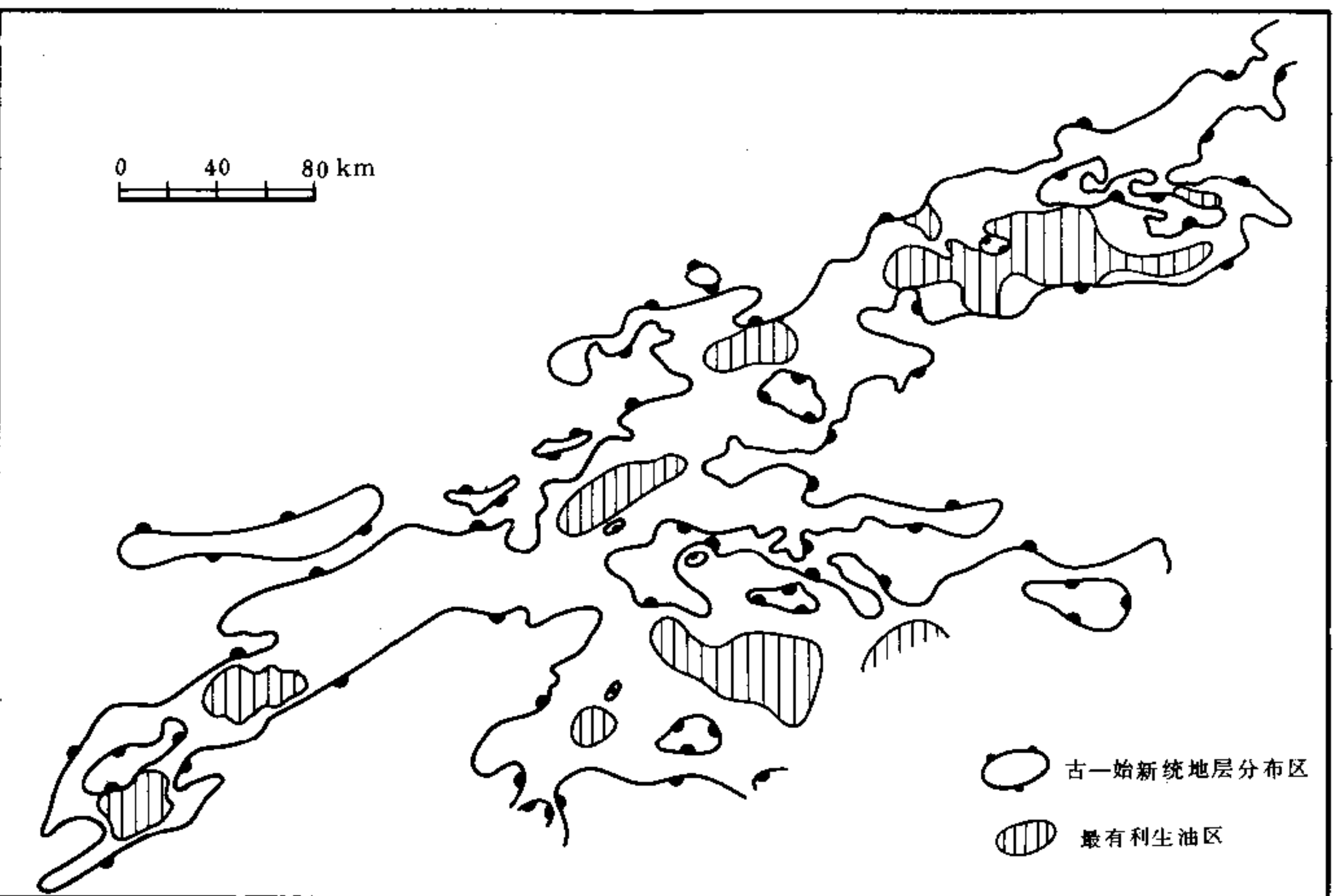


图 2-5-30　珠江口盆地古新—始新统最有利生油层分布简图

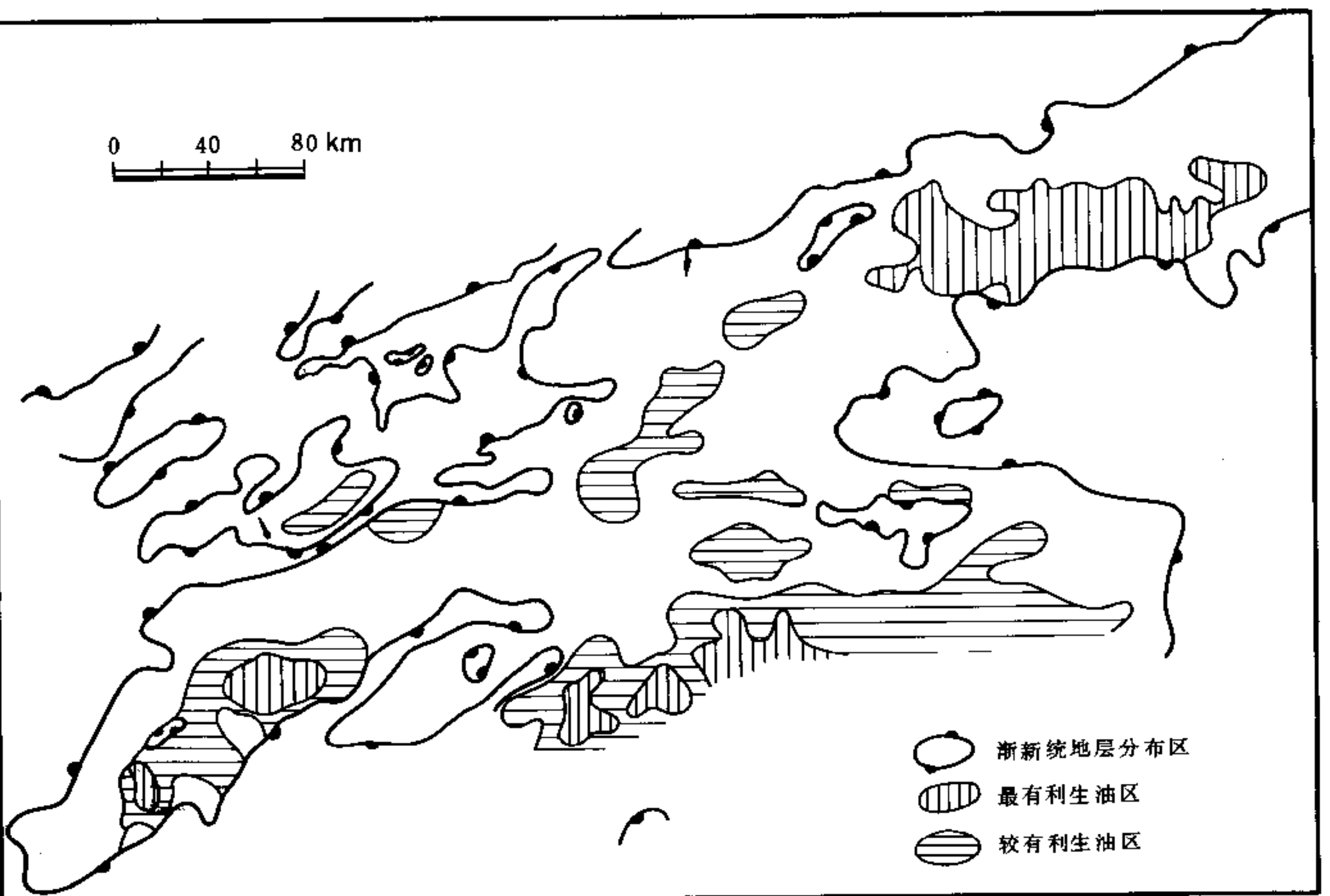


图 2-5-31 珠江口盆地渐新统有利生油区分布简图

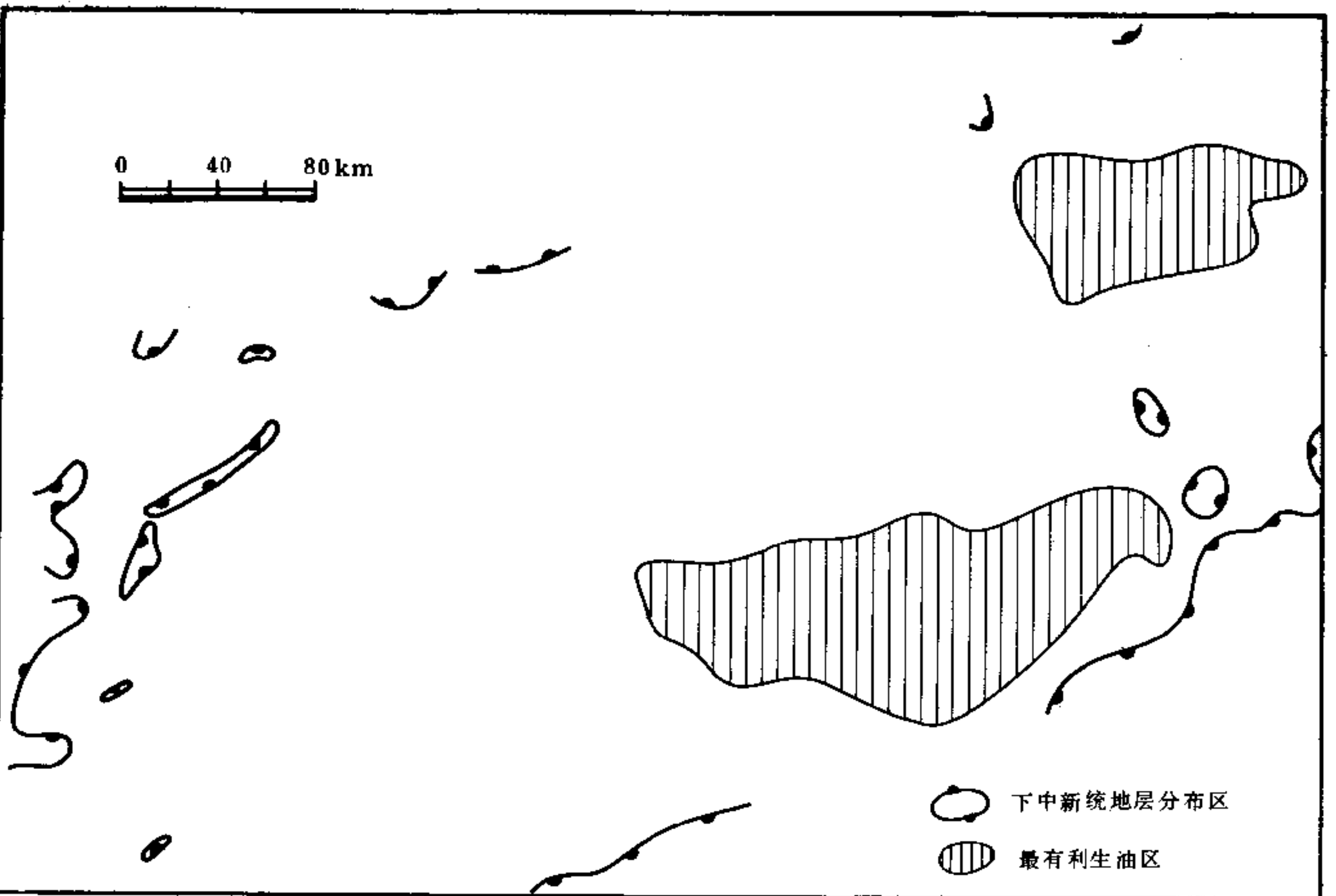


图 2-5-32　珠江口盆地下中新统最有利生油区分布简图

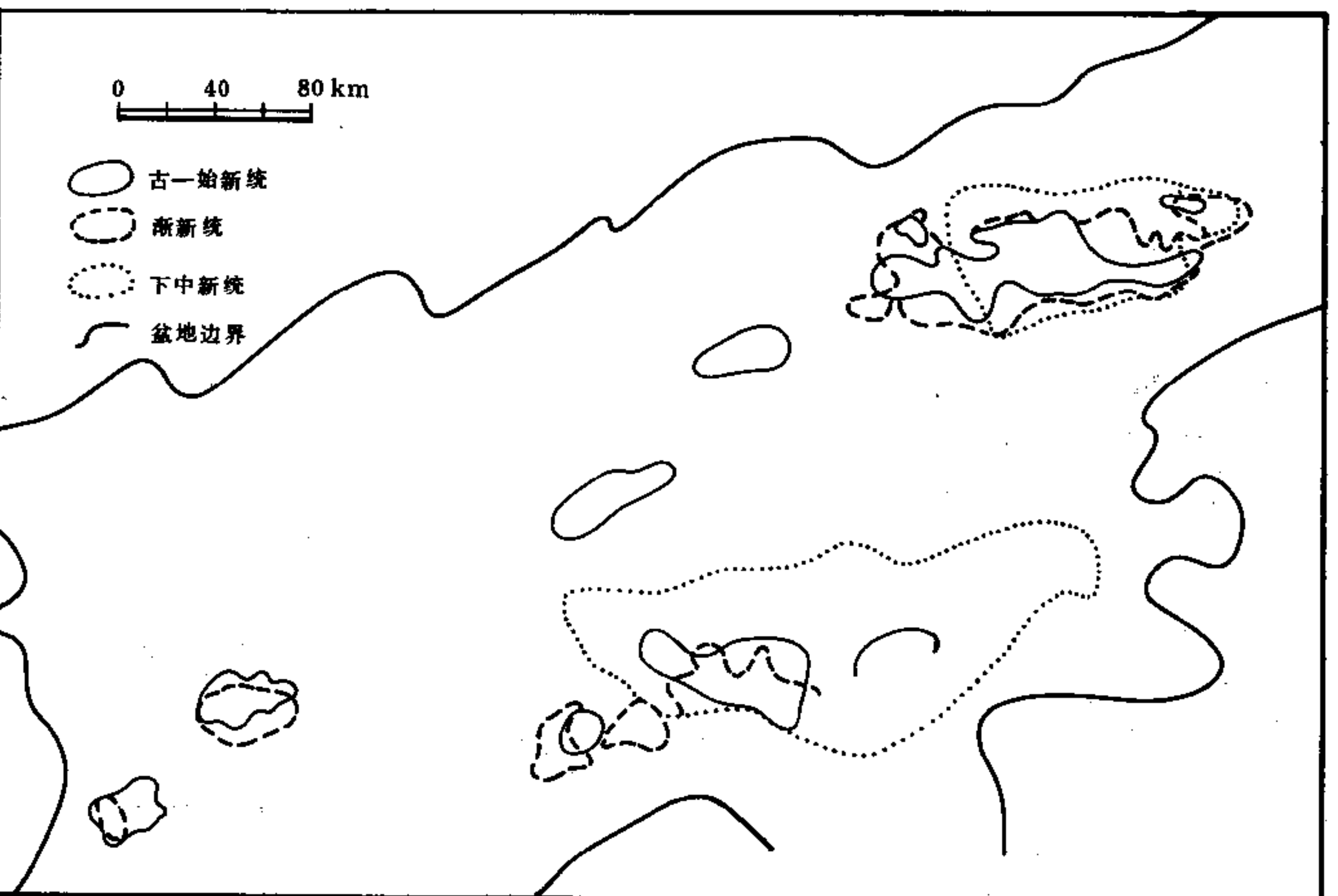


图 2-5-33　珠江口盆地第三系各统生油有利区叠合简图

第六章 储 集 层

第一节 第三系各组段储集层概述

地质部南海地质调查指挥部认为，珠江口盆地第三系经过了由陆至海的变迁，因而与河、湖、海等各种有关的各类砂岩储集体十分发育。并指出其储集性能除少数钙质—白云质胶结的碎屑岩外，其他的储油物性一般应属良好类型。影响储集性能的因素很多，主要有沉积岩的结构、构造和胶结物的含量（表2-6-1）。

1981年，石油工业部珠江口盆地油气资源评价组在对珠江口盆地进行全面评价后指出，珠江口盆地第三系在各个发育阶段，由于沉积环境的差异发育了多种类型的储集体，包括各种类型的砂岩、石灰岩及前第三系基岩潜山储集体。

一、下第三系珠海组（T_6～T_7）

储集体有河道砂、砾岩、沿岸分流河道砂岩及决口扇等，其储集岩具以下特征:

1）岩性粗，砂质、砾岩及砂岩占地层厚度的65～77%，并以砂、砾岩为主。

2）砂岩及砂质砾岩单层厚度一般为3～7米，最厚达30米，但连续性较差。

3）砂岩、砂质砾岩成分一般以石英为主，占85%左右，其余为长石及岩屑。

4）部分砂岩及砂质砾岩含大量高岭土，夹少量白云质砂岩及钙质砂岩，储油物性差。

5）一般砂、砾岩分选较差，砂岩分选中等—好，磨圆度一般为次棱角状。

6）根据薄片鉴定，砂质砾岩及砂岩胶结物以泥质为主，钙质及白云质胶结次之。泥质胶结多呈接触式或孔隙式类型，储油物性较好，镜下面积孔隙率一般为15～20%左右。钙质胶结及白云质胶结多为孔隙—基底式或基底式，储油物性很差，镜下面积孔隙率一般为5～10%左右。

7）据地震地层学分析，在各坳陷内部有大面积浅湖沉积相带出现，储集体主要有席状砂岩体、分流河口沙坝砂、粒屑灰岩，预测这是本层系储油物性最好的岩相带。其中席状砂岩体和分流河口坝的储集特征推测如下:

①以中、细砂岩为主（包括部分粗砂），砂岩含量30～40%。

②砂岩单层厚一般为3～5米，薄层砂岩将增加，连续性好，分流河口坝砂岩单层厚度也可以很大。

③岩石矿物成分中石英含量达90%以上，分选、磨圆变好，好砂层孔隙度达20%以上。

④在湖区，砂岩中的高岭土减少，但钙质和白云质增加。

二、下中新统

*1.*珠江组下段（T_5～T_6）

发育各种砂岩储集体，主要有河道砂、砾岩、分流河道决口扇、沿岸沙坝砂体、分流河道砂体、席状砂体、三角洲前缘砂及浊积体等。碳酸盐岩储集体有生物礁、滩及各类碳酸盐岩隆等。

平原河流相带储集层的岩性为细砾岩、砂质砾岩、砂岩，其特征为:

表 2-6-1　珠江口盆地北坡储集层特征简表

地层		分布特征				岩性特征	储集层物性			
系/群	组	厚度(m)	最大单层厚度(m)	占组段百分比	砾砂比		层段		孔隙度	渗透率
第三系	珠一—珠二组	414.0 (346.0～562.0)	93.0	68%	3.4∶1	以灰白、灰色细砾岩为主。碎屑成分：石英大于80%，岩屑(硅质岩等)10%，长石小于5%；泥质胶结物含量甚少，岩性疏松，成岩性差，砾石砾径约0.2cm，具中等分选和磨圆度	珠一组—珠三组	实测	珠3井 1155～1162m 砂岩36%	因岩性松散无法测量
第三系	珠三组	283.0 (250.5～373.9)	60.0	57%	3.4∶1	以灰白、灰色细砾岩为主。碎屑成分：石英大于80%，岩屑(硅质岩等)10%，长石小于5%；泥质胶结物含量甚少，岩性疏松，成岩性差，砾石砾径约0.2cm，具中等分选和磨圆度	珠一组—珠三组	测井解释	>30%	
珠江口群	珠四组	549.0 (373.4～720.0)	31.5	65%	1.8∶1	由灰色长石石英粉细砂岩、砾岩和砂砾岩等组成。碎屑成分：石英小于80%，岩屑小于10%，长石10～25%，以及少量黑(白)云母、绿泥石、黄铁矿等。胶结物以泥质为主，含量10～20%，多呈接触—孔隙式胶结，少量白云质—钙质胶结(多呈基底式)。砂质岩分选、磨圆度多为中等，部分较好，砾质岩则变差	珠四组—珠五组	实测	珠3井 1586～1589m 砂岩,28.8% 珠4井 2453～2454m 砂岩18.6% 珠四井 1775～1776m 白云质含砾粗砂岩14.9%	珠3井 1586～1589m 砂岩1048×10⁻³μm² (一) 珠4井 2453～2454m 砂岩838.94×10⁻³μm² (二) 珠4井 1775～1776m 白云质含砾粗砂岩53.39×10⁻³μm² (三)
珠江口群	珠五组	387.0 (0～570.0)	19.5	69%	1∶1	由灰色长石石英粉细砂岩、砾岩和砂砾岩等组成。碎屑成分：石英小于80%，岩屑小于10%，长石10～25%，以及少量黑(白)云母、绿泥石、黄铁矿等。胶结物以泥质为主，含量10～20%，多呈接触—孔隙式胶结，少量白云质—钙质胶结(多呈基底式)。砂质岩分选、磨圆度多为中等，部分较好，砾质岩则变差	珠四组—珠五组	实测	珠3井 1586～1589m 砂岩,28.8% 珠4井 2453～2454m 砂岩18.6% 珠四井 1775～1776m 白云质含砾粗砂岩14.9%	珠3井 1586～1589m 砂岩1048×10⁻³μm² (一) 珠4井 2453～2454m 砂岩838.94×10⁻³μm² (二) 珠4井 1775～1776m 白云质含砾粗砂岩53.39×10⁻³μm² (三)

1）各类砂岩占地层厚度的70～80%，而以细砾岩及砂、砾岩为主。

2）砾岩及砂岩一般单层厚3～10米，最大为30米，连续性差。

3）岩石成分以石英为主，约占85%左右；胶结物以钙质为主，部分为泥质，含量为20～30%，胶结类型主要为孔隙—基底式胶结，物性较差。

4）分选好、中、差都有，变化大，据薄片鉴定，钙质砂岩面积孔隙率仅为5%，个别粉砂岩面积孔隙率亦在2～5%之间，但砂岩可达15%左右。

海陆交互—浅海砂泥岩相带的储集层主要为砂质砾岩、砂岩、其特征为：

1）各类砂岩一般占地层厚度的50%左右。

2）砂、砾岩、砂岩单层厚度一般为4～6米，最厚达15米，连续性不好。

3）矿物成分几乎全为石英，个别见长石岩屑。胶结物以泥质为主，部分为钙质胶结。胶结类型以接触式胶结为主，部分为孔隙式，基底式少见。胶结物含量占20%左右，含大量高岭土。

4）分选中等—好，半圆状。薄片中可见孔隙较多，镜下面孔隙率达20%左右。

其他的席状砂岩体、三角洲前缘砂岩体，其连续性将变好，孔隙度增加，胶结物进一步减少，其储集性能将变得更好。

在浅海相带，发育大面积石灰岩，并在东沙及神狐暗沙古隆起上有生物礁滩发育。地震资料表明均有低速层存在，推测有多孔的石灰岩储集体。

2.珠江组上段（T_4～T_5）

分别发育了海陆交互相—浅海相带的席状砂岩体、分流河道砂岩体、近岸坝及三角洲前缘砂岩体等。浊积岩体仅分布于半深海地区。各类储集岩特征与珠江组下段基本相同。

值得指出的是，此沉积期是珠江口盆地的主要成礁期，东沙隆起石灰岩台地上发育众多生物礁滩，这些生物礁滩面积大，厚度也很大，部分具有良好的储集性能。

三、中中新统

韩江组（T_2～T_4）

突出的特点是在盆地的中部存在一群分布广、厚度大，较连续的前积砂岩体（三角洲前缘），呈扇形展布，面积达8600平方公里，这些砂岩具有较好的储集性能。处于海陆交互相边缘的珠3井，该段的平均孔隙度为33.2%，最高达38.3%。

四、前第三系

主要是指基岩潜山风化壳储集体，可能由下古生界变质岩、可能的上古生界石灰岩、中生界砂、泥岩及燕山期花岗岩、火山岩（包括前寒武系的花岗片麻岩类）组成。这些基岩潜山体由于构造运动以及风化、淋滤作用生成的孔、洞及裂缝，亦是较好的储集空间。

综上所述，按储集性能好坏大致可以分为以下四类：

第一类，储集性能最好。包括浅海席状砂岩体、三角洲前缘砂、分流河口坝、礁体及上古生界石灰岩潜山风化体。

第二类，储集性能较好。包括分流河道砂、近岸席状砂、半深海浊积砂、台地滩相生物石灰岩以及中生代的砂岩潜山体等。

第三类，储集性能较差。包括河流平原相的河道砂岩体、滨岸分流河道决口扇，以及花岗岩、花岗片麻岩，火山岩风化体。

第四类，储集性能差。包括洪积相砂、砾岩及下古生界变质岩等。

第二节 储 集 层 类 型

珠江口盆地全面对外合作以来，南海东部石油公司研究所根据大量钻井资料，特别是对产油层的储集层性质进行了详细研究，因而对珠江口盆地的储集层特点有了更进一步了解，认为有两种主要储集层类型。

一、砂岩储集层●

珠江口盆地砂岩储集层十分发育，主要有陆相的河流砂岩体、湖相砂岩体和海相三角洲砂岩体及滨海砂岩体，它们在纵向上构成了多种储油组合。

1.砂岩储集层物性好的控制因素

衡量储集层物性好坏的主要指标是岩石孔隙度和渗透率，这两者经常表现出一致的相关性。这两个参数与岩石性质有密切关系，它受物源、沉积环境及成岩后生作用等因素控制。

(1) 沉积物源　大量薄片鉴定资料表明，本区砂岩的碎屑成分以石英为主（约占60%），长石（主要是条纹长石和微斜长石，斜长石少量，偶见正长石）和岩屑次之（10～25%）。岩屑中见到大量的花岗岩、中酸性喷发岩、混合岩和压碎岩等，亦见片岩和砂岩，偶见中基性喷发岩。

重矿物中数量最多的是锆石，含量约30～60%；其次为电气石和锐钛矿，各占10～25%；柘榴石、绿泥石及绿帘石仅占1～2%，偶见榍石、角闪石、金红石、十字石、板钛矿及刚玉等。

从石英组成居多，尤其是多晶石英的大量出现，以及长石、岩屑种类、重矿物组合特征等分析推断，该区碎屑岩之母岩主要为花岗岩类及混合花岗岩类，其次为中酸性喷发岩，以及少量的片岩，还有少量的砂岩、变质岩等。其证据是在薄片中见到二次旋回的石英碎屑和圆状的锆石颗粒。

上述母岩为形成矿物成熟度高、储集层物性好的碎屑岩提供了有利的物质基础。

(2) 沉积环境　珠江口盆地的新生代沉积，经历了由陆相—海陆交互相—海相环境的变迁，自下而上形成了一套河流湖泊相、海陆交互相和海相沉积体系。这些沉积体系按水动力条件强弱可分为:

1) 高能量沉积环境，即水动力强，搬运能力大，筛选充分。如上临滨、堡坝、三角洲前缘水道及河口沙坝沉积等。这些砂岩沉积层的泥质含量低，成熟度高，分选好，常为中粗—中细粒石英砂岩或长石石英砂岩。

在该环境中形成的砂岩储集层物性好，如韩江组和珠江组砂岩的孔隙度高达29.5%，最低为21.7%，渗透率一般在$1102\times10^{-3}\sim1709\times10^{-3}$二次方微米。

2) 低能量沉积环境，即水动力弱，搬运能力小，如坝缘、潮坪、河间湖湾、坝间湾、远端坝、泻湖等。沉积物为泥岩、粉砂质泥岩和泥质粉砂岩间互。储集层物性差，泥质含量高，孔隙度在5%左右。渗透率很小，一般在数个0.987×10^{-3}二次方微米以下。

3) 能量过渡性沉积环境，水动力条件介于上述二者之间。沉积物分选好，粒度细，杂基含量高，如三角洲前缘砂、前三角洲中的坝砂岩、坝边缘、河口坝边缘、潮汐水道砂、分流河道砂等。沉积物为一套高泥质含量的中、细粒砂岩，其孔隙度一般达10～20%，渗透

●肖翠玉，1986，珠江口盆地恩平组—韩江组砂岩储油物性与次生孔隙的研究.

率变化很大，约 $49.35\times10^{-3}\sim493.5\times10^{-3}$ 二次方微米。

在局部地区，发育水下扇或浊流沉积。岩石薄片中出现杂乱状堆积和撕裂状碎屑，浅水沉积物与深水沉积物共生。砂岩分选差，渗透率低（约 0.148×10^{-3} 二次方微米）。

（3）成岩后生作用　影响成岩后生作用的主导因素是上覆岩层的静水压力和地壳内部的温度变化，以及具有化学活动性的流体对沉积物在沉积期后的综合影响。此外，还与岩石组分有关。其结果是使岩石固结压紧，杂基向粘土矿物转化和形成新矿物，岩石结构和孔隙得到改造。总的趋势是随埋深加大，成岩后生作用加剧。宏观上储集层物性变差（图2−6−1）。

2.砂岩储集层的孔隙类型

大量薄片观察表明，珠江口盆地主要勘探目的层的孔隙类型以次生孔隙为主，原生粒间孔隙次之，白云石晶间孔少量。

（1）次生溶孔及其特征　按被溶物质的成分和产状分为胶结物溶解和颗粒溶解，前者主要是方解石胶结物溶解，后者则主要是长石颗粒溶解。

1）方解石胶结物溶解：通过韩江组、珠江组和珠海组顶部的三角洲前缘水道砂岩和滨岸沙坝砂岩取样观察，方解石是在成岩期以化学方式形成的自生矿物。由于这些方解石可溶性大，数量多，并以胶结物状态产出，所以，经过溶解后，岩石常发育高孔隙（20～30%）、高渗透（$1102\times10^{-3}\sim1709\times10^{-3}$ 二次方微米）型的次生孔隙，孔喉比约为 1：3，如西江 24−3−1AX 井的几个主要油层就是这种类型孔隙。

2）颗粒溶解：主要包括长石颗粒溶解和石英溶蚀及其他颗粒的溶解。

A.长石颗粒溶解：长石作为一种陆源碎屑，呈分散状颗粒产出。各层段丰度较稳定，可溶性仅次于方解石。形成的次生孔隙形态极不规则，常呈伸长状和超大孔隙。具这种孔隙的储集层物性特征是孔隙度较高（13～17%），渗透率偏低（$55.27\times10^{-3}\sim197.4\times10^{-3}$ 二次方微米），孔喉比为 10：1。这类孔隙的储集层亦能形成好的油层，如惠州 21−1−1 井的几个主要油层日产量都较高，达到 167～587.3 米^3／日。

长石溶解形成次生孔隙的储集层主要发育在珠海组 2300 米以下的滨岸沙坝、三角洲前缘河口坝、分流河口坝的砂岩体中（如惠州 21−1−2 井）。

B.石英溶蚀及其他颗粒溶解：石英不同程度地被溶蚀，常与方解石胶结作用伴生，也就是方解石沿石英边缘对其进行交代，镜下见到颗粒互不支撑的现象。此种现象的产生，主要是方解石胶结时溶蚀了石英边缘，之后，方解石又被溶解。在镜下观察，有的石英颗粒被溶蚀呈港湾状。溶蚀严重者，出现颗粒碎屑少于胶结物的异常现象。石英颗粒溶蚀，不但增加了岩石的孔隙度，而且被溶边缘连接了粒间孔或缝，使岩石的渗透性变好。

此外，还偶见酸性岩屑、白云母、菱铁矿、重晶石和海绿石等颗粒的溶解。但数量少，溶蚀不显著，对增加岩石的孔隙度意义不大。

（2）白云石晶间孔　随着成岩作用的进行，在胶结物溶解段往往充填微晶白云石，形成白云石晶间孔。这种晶间孔多呈不规则的多角形，孔径 0.03～0.1 毫米，晶间孔间又以极细的晶间（溶）缝来联系。如惠州 21−1−2 井 2887.1～2778.5 米井段均为白云石充填，其孔隙度在 10%左右。

（3）原生粒间孔和粒间缝　这些原生孔主要发育在较细的砂岩中，经压实作用以后，其孔隙已大大变小。据初步统计，其孔隙度一般在 5～20%之间，渗透率较低，为 $29.6\times10^{-3}\sim318.5\times10^{-3}$ 二次方微米。但若存在原生粒间孔和粒间缝，后又发育溶孔或溶缝，其岩石

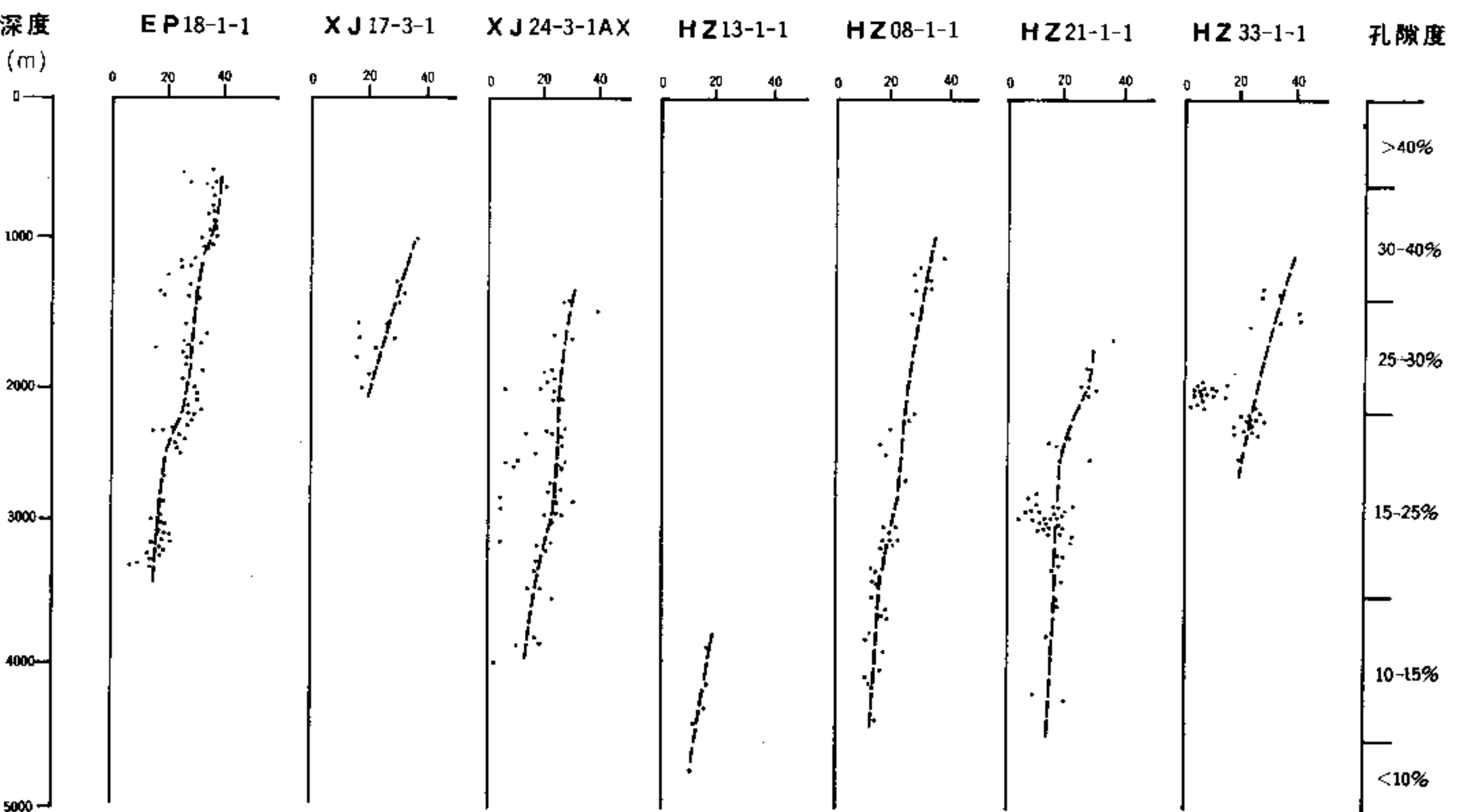


图 2-6-1　珠江口盆地代表性井孔隙度—深度关系曲线图

的储集性能会大大变好。

*3.砂岩储集层实例分析*❶

西江 24–3 油田是珠江口盆地发现较早的油田之一。根据西江 24–3–1AX 和西江 24–3–2X 两口井的岩芯分析，其主要产油层段为三角洲分流河道砂岩、滨岸砂岩及浅海上临滨砂岩。

通过岩芯分析和薄片观察，岩性为中粒偏粗的岩屑长石石英砂岩，其次为不等粒砂岩和细砂岩，局部为含砾砂岩。

(1) 骨架颗粒　总含量占 70.5～91.5%，颗粒成分主要有石英、长石、岩屑和少量燧石，其中石英含量为 70～84%，长石 10～21.2%，岩屑 0～2%。镜下见到的长石有斜长石、微斜长石、正长石等，见风化、强烈绢云母化现象。石英颗粒比较干净，大部分为多晶石英，轻微波状消光，个别见次生加大。岩屑成分有火成岩、沉积岩和变质岩碎屑，以变质岩屑为主。

颗粒以中粒为主偏粗，平均粒度中值为 0.35～0.37 毫米，分选中等，平均分选系数 4.3，一般为 2～3。

(2) 胶结物　总含量为 1～28%，以泥质为主，钙质次之，偶见铁质。钙质多呈局部富集。胶结类型以点接触式为主，次为孔隙式，有少量接触—薄膜式，半薄膜式、点接触式等类型。泥质中的粘土矿物通过 X 射线衍射分析，主要有高岭石（30～50%）、伊利石（5～10%）、蒙脱石和绿泥石（平均＜50%）。

(3) 孔隙度、渗透率　通过 504 块岩芯分析，其结果见表 2–6–2。

表 2–6–2　西江 24–3–1AX 井储油物性表

油层组	小层	结论	孔隙度（%）		渗透率（$0.987\times10^{-3}\mu m^2$）		
			电测	岩芯	电测	岩芯	有效
一	1	油层	28.9	24.3	292.3	797.8	
		水层	29.7	24.0	3659	1196	
二	3	油层	24.7	25.3	2064	1766	4100±
	5	油层	24.0	20.7	1771	1452	1000～30000
		水层	28.7	23.6	3277	1962.4	
三	8	油层	28.1	25.1	3013	2846	
	9b	油层	26.1	20.6	2431	1657	
		水层	26.3	20.1	2368	864.3	
全井		油层	26.4	23.2	2440.4	1703.8	
		水层	28.2	22.6	3101	1340.9	

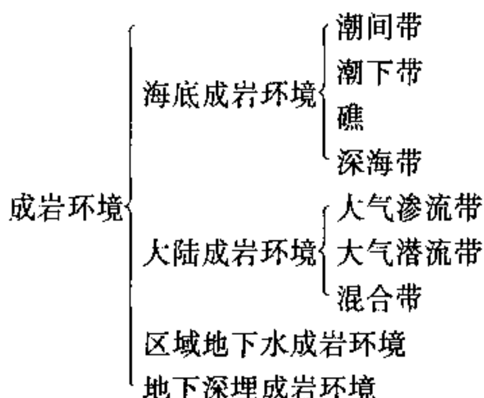
❶陈旭华等，1985，"珠江口盆地西江24–3构造油藏地质特征。"

二、生物礁滩储集层[1]

从早中新世开始，珠江口盆地广泛发育的生物礁滩是另一类重要储集类型。

1.影响生物礁滩储集层物性的主要因素

生物礁滩的沉积物堆积之后，就开始进入成岩环境，一般可分为：



生物礁滩储集层物性好坏不但取决于上述的成岩环境，还取决于礁滩石灰岩本身所处的沉积环境和岩石结构构造。但是，起决定作用的是处于不同环境中的成岩作用。

据珠江口盆地生物礁滩的成岩作用分析，抬升暴露在渗流环境中形成的溶洞、溶孔最为重要。但是，在海平面频繁升降过程中最容易暴露于大气中受到淋滤的是那些在沉积时的古地貌高。如台缘礁和靠近它的块礁，由于它们处于石灰岩台地前缘的转折处，是高能环境，海水带来丰富的养料，珊瑚礁生长快，形成了台缘脊。当海平面下降时，这些古地貌高的台缘脊很易露出水面，遭受淋滤。由于海平面多次升降，使这类礁暴露次数多，时间长，形成的溶洞、溶缝最多，储集性能最好。位于稍后的滩及泻湖沉积，古地貌相对较低，因此暴露时间短，并很快被深埋藏，进入深埋藏成岩阶段，其储集层物性变差。

塔礁一般生长在水体较深的盆地相区，古地貌亦相对较低，因此在海平面升降时，其礁的主体部位只有短暂的暴露，或暴露后很快被埋藏进入潜流带，使早期暴露淋滤形成的缝洞被方解石充填而降低了孔隙度。

补丁礁生长在台缘之后台内斜坡的低能环境中，古地貌低，水体闭塞、生物单调、礁的生长速度慢、厚度薄。因而在海平面下降时，礁体暴露时间短，形成中等储集性能特征。

2.礁滩石灰岩储集层的主要孔隙类型

从岩芯观察及薄片鉴定可以看出，该区的礁滩石灰岩储集层属裂缝—孔隙型储集类型，有多种类型储集空间。在孔隙发育的基础上，裂缝起到了很好的连通作用。各种缝洞形成了一个连通网络，主要储集空间见表 2−6−3。

体腔孔、骨架孔、遮蔽孔是海底成岩环境形成的原生孔，在本地区较少见，对储集物性意义不大。其他的孔隙绝大部分是大陆成岩环境下形成的，孔隙种类多而发育，尤其以粒间粒内溶孔最为重要。

3.不同礁体的储集特征

东沙隆起是一个继承性的古隆起，有一个统一的石灰岩台地，台地上的礁滩变化频繁，

[1] 卢广智等，1987，"珠江口盆地东沙隆起构造、沉积演化及油气藏形成条件。"

孔隙的发育变化大，其不同礁体的储集层物性数据见表 2-6-4。

表 2-6-3　主要孔隙类型与成岩环境关系表

	海底成岩环境	大陆成岩环境	区域地下水成岩环境	深埋藏成岩环境	面孔率(%)
粒内溶孔		——			1 ~ 23
粒间溶孔		——			5 ~ 30
体腔孔	——				<1
铸模孔		——			<1
晶间溶孔		——	——		<5
骨架孔	——				<1
遮蔽孔	——				<1
溶孔		——			0 ~ 15
溶缝溶沟		——	——	——	
裂缝				——	

表 2-6-4　不同礁体储集物性统计表

礁类型	台缘礁	塔礁		块礁		滩	泻湖	点礁
构造位置	流花 4-1-1 下段	流花 4-1-1 上段	惠州 33-1-1	流花 11-1-1	流花 11-1-3		流花 11-1-2	陆丰 15-1-1
厚度（m）	39	45	100	62	61		27	37
孔隙率（%）	13.5	14.7	8.0	23.0	20.0	9.7~31.6	10.7	18.0
渗透率范围 平均 ($0.987 \times 10^{-3} \mu m$)	0~3300 755	0.3~3650 204	0~113	1~4650 457	1~6070 579	0~273 77	0~271 43	0~223 33
样品数（块）	60	98		97	150			

（1）储集条件好的块礁和台缘礁　在台地边缘后的广大地区，以礁滩多次互层沉积为主，并先后经历了海底成岩环境、二至三次大气渗流成岩环境及区域地下水深埋成岩环境，使其经过多次溶解，孔洞极为发育，平均孔隙度大于 20%，并伴随有缝合线。孔隙类型以粒间、粒内溶孔为主，伴有少量铸模孔、骨架孔及缝合线、溶缝、构造缝等。如流花 11-1-1 及流花 11-1-3 井的部分井段，均属于此种类型。

另一种储集条件好的是台缘礁，经初步研究，先后经历了四次海底成岩环境及三次渗流带成岩环境。在薄片中见环边胶结，具潜穴及泥晶化现象。经过多次渗流带溶解的井段，其孔隙特别发育，孔隙度最高可达24～29%，平均渗透率达745.2×10^{-3}二次方微米。如流花4-1-1井的部分井段即属此种类型。

(2) 储集条件中等的补丁礁和塔礁

补丁礁：形成礁体的珊瑚藻个体小，呈豆粒状的藻体孤立存在，普遍见陆源石英核。礁体中存在明显的暴露标志，不规则的溶蚀孔洞及溶缝、收缩缝极为发育。具粒内溶孔、粒间溶孔。平均孔隙度为18%，先后经历了海底成岩作用渗流及潜流带的溶解、充填作用及区域地下水的镶嵌状方解石充填和深埋藏条件下形成的缝合线。如陆丰15-1-1井形成了两个储集物性好的井段。

塔礁：流花4-1-1井1289米以上，由于海水不断加深，礁的生长速度和海水的上升速度相适应，故礁不易侧向发展。在相应的成岩过程中，礁的暴露机会少而短暂，海底成岩环境特征明显，具环边胶结、潜穴、泥晶化及区域地下水的白云化现象，孔隙不太发育，平均孔隙度为14.7%，但后来发育的垂直构造缝使它的储集性能变好。渗透率达201.3×10^{-3}二次方微米。主要孔隙类型为粒间溶孔、铸模孔等。

(3) 储集条件差的泻湖与滩互层沉积和塔礁　流花11-1-2井为泻湖与滩互层沉积，处于台地内被遮挡的浅水区，属半封闭性质，先后经历了二次海底成岩环境及渗流成岩环境，由于受溶解作用时间短，后期充填作用强，使其孔隙极不发育，平均孔隙度为6%。以粒内、粒间溶孔为主，并见泥晶化及白云化现象。

惠州33-1-1井为钻遇塔礁的典型例子。在成岩过程中虽经过溶解，但充填作用极强，海底成岩作用明显，发育泥晶套及潜穴。潜流带具共轴生长现象，见白云化。以粒内、粒间溶孔为主，偶见骨架孔。平均孔隙度为8%。

第三节　后生成岩作用对储集层物性的影响

由于地层埋藏深度增加，成岩后生作用加强，使其储集层的原生孔隙大大减小。同时，由于溶解作用的发生，还不同程度地发育了次生溶孔、溶缝，从而改善了储集性能。

一、砂岩储集层❶

砂岩储集层在成岩后生作用过程中的变化主要包括颗粒的改变、杂基物质的转化、溶解及新生矿物的形成等几个方面。经过成岩后生作用，使原生储集岩的储集特征有了根本性的改变。

1.颗粒的改变

由于上覆地层的机械压实作用，使得那些具有塑性的颗粒，如泥岩、片岩、千枚岩等岩屑、云母碎片以及杂基物质产生形变或挤压嵌入缝隙形成假杂基（图2-6-2A），或扭曲似飘带。对于石英等刚性颗粒则表现为压碎现象（图2-6-2B），但无大的颗粒位移，仍显压碎的轮廓。

此外，颗粒接触关系也随压实作用的加强产生相应的改变，即由颗粒间的点接触→线接触→镶嵌接触→凹凸接触，最后成石英岩状结构。该结构是由于随压力增加，最后在接触处

❶肖翠玉，1985，"珠江口盆地储油物性初步分析。"

溶解析出 SiO_2，沉淀于石英颗粒间的空隙之中，使石英颗粒彼此呈缝合线状的接触关系.



A. 白云母呈假杂基 ×160，正交偏光



B. 压碎花岗岩岩屑，长石沿解理产生绿泥石化 ×160，正交偏光



C. 棒状绿泥石 ×63，正交偏光



D. 高岭石及束状绿泥石 ×250，正交偏光

图 2-6-2 岩石薄片图版（一）

图版在制版时已适当缩小，下同

但是，压实作用不是随埋藏深度增加而无限加强，而是终止于颗粒不可再压的程度——即颗粒间的空隙被压溶的 SiO_2 填满。但在可压范围内随埋藏深度增加，由于颗粒接触关系的改变，使孔隙不断减小（不考虑溶解）。

2.杂基物质的转化

杂基是指粒径小于 0.0315 毫米的碎屑物和粘土的混合物，它对颗粒起胶结作用。

粘土物质随埋藏深度和温度的增加，主要产生重结晶现象，形成新的矿物组合。在观察中发现，粘土重结晶变成水云母、绿泥石、绢云母、白云母、黑云母以及硅质（微细石英）。转变后的矿物结构和组合也有变化，一般情况是：泥质重结晶成水云母、绿泥石，结构上由细小针状、棒状（图 2–6–2C）→线状、束状（图 2–6–2D）→丝状水云母、鳞片状绢云母、白云母及自生黑云母。这种黑云母常和绿色云母、片状绿泥石共生，有时还出现重结晶的细小颗粒状集合体的石英（呈胶结物状态）。

3.溶解

随着埋藏深度增加，其压力和温度也相应增加。在一定深度，由于温度、压力及地下水的作用，其矿物或颗粒表面开始溶解，这种溶解作用使其形成次生孔隙或使原生孔隙扩大。

在薄片中，不仅可见到溶解后的长石残余和溶孔，而且溶孔中还见次生石英。孔隙形态极不规则（图 2–6–3A），部分孔隙边缘呈蚕蚀状，并可见超大孔隙。石英次生加大边缘残缺不全（图 2–6–3B）。颗粒彼此呈游离状态分布。

溶孔类型很多，以粒间溶孔为主，次为长石溶孔，偶见方解石、白云石的晶间溶孔及白云石的铸模孔，还有粒内溶孔和海绿石的溶缝等。

根据薄片资料和电镜扫描资料表明，珠江口盆地珠海组及以上砂岩储集层的溶解作用普遍发育。特别是珠江组储集层，次生孔隙一方面使孔隙度增加，但另一方面，因溶蚀作用造成孔隙度在横向上分布不均匀。

4.新生矿物的形成

方解石以化学沉淀方式在孔隙壁上形成，少量与交代作用有关。前者呈胶结物状态，后者零星分布。它可是细晶，也可是连晶。

白云石分别交代基质、方解石、颗粒等，并随成岩作用加强，晶粒变大。

高岭石，部分集合体呈蠕虫状、不规则粒状充填孔隙，可见长石残晶，有时和杂基共生，为化学沉淀。

石英次生加大和自生石英，前者沿石英碎屑共轴生长，因溶蚀作用残缺不全。部分发育完好呈洁净的石英晶棱，占据次生粒间孔隙（图 2–6–3C）。自生石英呈六方双锥状充填或呈单锥附于颗粒表面（图 2–6–3D）。

二、礁滩石灰岩储集层

生物礁滩石灰岩储集层在不同的成岩环境中，主要经历了溶解、胶结、重结晶、压溶及交代等作用。这些作用与礁滩石灰岩储集层的物性有着十分密切的关系。

1.溶解作用

由于海平面频繁升降，使其近水面的台地边缘礁、塔礁、块礁、补丁礁及古隆起上的滩相沉积，很易露出水面，在大气淡水作用下发生溶解。东沙隆起上的礁滩石灰岩段，一般可见 2～3 次溶解。第一次为选择性溶解，形成铸模孔、粒间溶孔（图 2–6–4A）。第二次溶解大都发生于第一次溶解后被充填的部分内，形成粒内（图 2–6–4B）、粒间溶孔。第三次溶解发生在成岩晚期，形成非选择性溶孔，往往破坏颗粒边界，并伴随一些溶缝发生



A．不规则溶孔 ×160，正交偏光



B．石英次生加大 ×63，正交偏光



C．具良好晶棱的石英遭溶蚀 ×160，正交偏光



D．自生石英附着颗粒 ×250，正交偏光

图 2-6-3 岩石薄片图版（二）

（图 2-6-4C）。

2.压溶作用

多在颗粒之间进行，在颗粒与基质间形成缝合线。这些缝合线局部密集，有的破坏颗

粒，纵横交错分布，在岩芯中形成蛛网状。这些缝合线是油气运移的良好通道，在缝合线内普遍见油浸及沥青充填（图 2-6-4D）。



A．粒间溶孔 ×33，单偏光



B．粒内溶孔 ×63，正交偏光



C．粒间溶缝 ×25，单偏光



D．缝合线含油(黑色) 岩芯照片

图 2-6-4 岩石薄片及岩芯图版（三）

3.胶结作用

发生于整个成岩过程中，但不同的成岩环境，可以形成不同的结构。据薄片观察，主要有世代充填、自形或半自形等粒镶嵌状充填等。由于充填作用，使其礁滩石灰岩储集层的孔隙度大大减小。但由于流花地区的胶结作用远远小于溶解作用。所以，流花地区生物礁滩储集层的物性仍然十分良好。

4.重结晶作用

在流花地区重结晶作用不甚发育。但可见生物重结晶，如珊瑚体内的重结晶使其结构遭到破坏，并见少量基质斑状重结晶。由于该区重结晶作用不发育，所以对礁滩储集物性好坏影响不大。

5.白云化作用

流花地区的白云化作用弱、规模小，对储集物性影响甚微。该区已见的白云化作用主要是生物作用及小规模的区域地下水作用造成的。见有三种产状:

1）发生于成岩早期的生物作用，形成泥晶基质及生物潜穴内分散的细粉晶白云石。

2）在区域地下水作用下，生物体内及基质中有自形、半自形粉晶白云石，呈分散状分布。

3）在深埋藏成岩环境中，沿缝合线及附近基质中形成细粉晶白云石。

第七章 水 文 地 质●

第一节 地层水性质

在钻探过程中，除了对油层进行测试外，还对部分水层进行了重复地层测试（RFT）或钻杆测试（DST），并采样进行了实验室分析。根据仅有资料，初步了解了珠江口盆地地层水的性质。

一、地层水水型

对油田地层水样分析表明，本区油藏的地层水存在两种类型，以氯化钙（$CaCl_2$）水型为主，其次是硫酸钠（$NaSO_4$）型（表2–7–1）。由此可知，本区大部分油田水的钠氯离子比值小于1，而水性系数值大于1，其值为1.07～20.0。按苏林水型分类（表2–7–2），显然是氯化钙水型。它们的成因可能有两种情况，其一，有可能形成于苏林分类中所说的封闭条件较好的深层环境；另外，也有可能为海相沉积物的原生地层水。然而，惠州33–1–1井却是另一种水型，其钠氯离子比值大于1，水性系数值小于1，其值变化范围为0.66～0.91（表2–7–3），是典型的硫酸钠水型。很显然，它形成于封闭条件不太好的大陆环境。

二、地层水的特点

与油气有关的地层水，其特点是总矿化度较高，一般大于20000ppm，氯离子含量也较高，密度较大。

总结该区的地层水，具有以下几个特点：

1）地层水的化学组成，阳离子主要由钠、钙和镁组成，占阳离子浓度的99.2%以上。阴离子由氯根、硫酸根和碳酸氢根组成，占阴离子浓度的99.7%以上。

在阳离子中，钙离子比镁离子要多得多，钙镁比值（Ca^{2+}/Mg^{2+}）为2.55～11.52。

2）总的说来，地层水的总矿化度值是较低的，与该海域水的总矿化度相近，其变化范围为25653～46737ppm（珠7井1263～1265.2米井段除外），平均值32000ppm。氯离子含量为15040～23715ppm，平均值19177ppm；钠离子含量为8943～16767ppm，平均值为11595ppm。而本区海水总矿化度为35742ppm，比地层水总矿化度略高。

3）不同油藏的地层水，各种离子的含量每有差异。大多数油田的地层水，其化学性质大体接近，各种离子含量差别不大。而惠州33–1和流花11–1油田水略有不同，其铁离子含量较低，硫酸根离子含量较高。

4）地层水的总矿化度有随深度增加而增加的趋势。

5）地层水的酸碱度，其pH值为5.84～9.9。

6）通过四个含油构造油藏的地层水电阻率曲线分析，均以低电阻为特征，其变化范围大都在0.212～0.290欧姆米，平均为0.255欧姆米。对于同一口井而言，其电阻值有随深度增加而降低的趋势，与该区海水的电阻率差别不大（表2–7–4）。

●梁新平参加该章编写工作。

表 2-7-1　珠江口盆地地层水分析数据表

井号	测试层号	井段 (m)	pH 值	相对密度	电阻率 (Ω·m)	Na^+ (ppm)	Ca^{2+} (ppm)	Mg^{2+} (ppm)	Fe^{2+} (ppm)	Ba^{2+} (ppm)	Cl^- (ppm)	HCO_3^- (ppm)	SO_4^{2-} (ppm)	CO_3^{2} (ppm)	总矿化度 (ppm)	水型
珠 5		2832.0～2838.6	5.9			9501	723	276			16296	176	500		27494	$CaCl_2$
		2529.4～2534.6	6.0			8943	966	228			15040	486	150		25864	$CaCl_2$
珠 7		1367.2～1379.6	7.4			9137	665	228			15109	436	48		25653	$CaCl_2$
		1263.0～1265.2	7.6			2373	222	87			3972	69	200		6973	$CaCl_2$
西江 24-1-1X	DST-1	2790.5～2792.0	7.25	1.021	0.290	10097	676	215	31	4	17440	5	91		28559	$CaCl_2$
西江 24-3-1AX	DST-3	2118.0～2122.0	7.52	1.067	0.264	11224	768	187	13	15	19211	8	72		31498	$CaCl_2$
惠州 21-1-1	DST-2	3034.0～3038.0	7.38	1.027	0.212	15000	544	79	27	2	23608	20	1079		40359	$CaCl_2$
	DST-4	2957.0～2959.0	7.23	1.021	0.273	12006	779	91	33	3	20030	15	319		33276	$CaCl_2$
陆丰 13-1-2	DST-2	2547.0～2555.0	7.45	1.026		11000	1109	353	<1	97	20975	290	983		34718	$CaCl_2$
	DST-4	2522.0～2531.5	6.46	1.021		9727	599	57	155	22	17468	749	682		29459	$CaCl_2$
陆丰 13-2-1	DST-1	2502.0～2505.0	6.14	1.027		11823	665	58	26	0.9	21630	463	305		35044	$CaCl_2$
	DST-2	2489.0～2494.0	5.84	1.021		9975	470	91	46	0.2	17517	295	477	14.0	28952	$CaCl_2$
流花 11-1-1	DST-4	1285.0～1305.5	9.01	1.027		13000	520	550	0.2	<0.1	22200	13	2900		39197	$CaCl_2$
流花 11-1-5	EDST		7.86			10460	741	526	1.1	3.7	21462	661	234		34088	$CaCl_2$
流花 11-1-3	EDST	1223.0～1305.0	6.6			11338	1066	761	0.5	<1	19854	2199	2114		37334	$CaCl_2$
惠州 33-1-1	DST-1	2317.0～2323.0	7.6	1.027	0.23	14904	484	42	1	3	19813	791	5052		41090	$NaSO_4$
	DST-6	2166.5～2167.0	7.4	1.025	0.252	16767	789	79	1	5	23715	980	4400		46737	$NaSO_4$
	DST-7	2075.0～2080.0	9.9	1.025	0.262	11868	220	50	3	4	15269	305	4523	66	32308	$NaSO_4$

表 2-7-2 苏林水型分类指标

水性系数		水型	成因
$Na^+ > Cl^-$	$\frac{Na^+ - Cl^-}{SO_4^{2-}} < 1$	Na_2SO_4	形成于大陆环境
	$\frac{Na^+ - Cl^-}{SO_4^{2-}} > 1$	$NaHCO_3$	形成于大陆环境
$Na^+ < Cl^-$	$\frac{Cl^- - Na^+}{Mg^{2+}} < 1$	$MgCl_2$	形成于大陆环境
	$\frac{Cl^- - Na^+}{Mg^{2+}} > 1$	$CaCl_2$	形成于深层环境

表 2-7-3 珠江口盆地地层水水型数据表

井号	测试层号	井段 (m)	Na^+ (mg/l)	Cl^- (mg/l)	水性系数	水型
珠 5		2832.0~2838.6	413	459	2.05	$CaCl_2$
		2529.4~2534.6	389	424	1.87	$CaCl_2$
珠 7		1367.2~1379.6	397	426	2.42	$CaCl_2$
		1263.0~1265.2	103	112	1.26	$CaCl_2$
西江 24-1-1X	DST-1	2790.5~2792.0	462	510	3.0	$CaCl_2$
西江 24-3-1AX	DST-3	2118.0~2122.0	488	541	3.3	$CaCl_2$
惠州 21-1-1	DST-2	3034.0~3038.0	652	665	1.86	$CaCl_2$
	DST-4	2957.0~2959.0	522	564	5.25	$CaCl_2$
陆丰 13-1-2	DST-2	2547.0~2555.0	478.5	591.7	3.9	$CaCl_2$
	DST-4	2522.0~2531.5	423.1	492.8	14.8	$CaCl_2$
陆丰 13-2-1	DST-1	2502.0~2505.0	514	610.2	20.0	$CaCl_2$
	DST-2	2489.0~2494.0	433.9	494.1	8.04	$CaCl_2$
流花 11-1-1	DST-4	1285.0~1305.5	565	626	1.36	$CaCl_2$
流花 11-1-3	EDST	1223.0~1305.0	493	560	1.07	$CaCl_2$
流花 11-1-5	EDST		447	605.4	3.66	$CaCl_2$
惠州 33-1-1	DST-1	2317.0~2323.0	648	558	0.85	$NaSO_4$
	DST-6	2166.5~2167.0	729	668	0.66	$NaSO_4$
	DST-7	2075.0~2080.0	516	430	0.91	$NaSO_4$

表 2-7-4　地层水和海水的电阻率数据表

油藏海域	井号	深度(m)	电阻率(Ω·m)	水样
西江 24-1	西江 24-1-1X	DST-1，2790.5～2793.0	0.290	地层水
西江 24-3	西江 24-3-1AX	DST-3，2118.0～2122.0	0.264	地层水
惠州 21-1	惠州 21-1-1	DST-2，3034.0～3038.0	0.212	地层水
	惠州 21-1-1	DST-4，2957.0～2959.0	0.273	地层水
惠州 33-1	惠州 33-1-1	DST-1，2317.0～2323.0	0.230	地层水
	惠州 33-1-1	DST-6，2166.5～2167.0	0.252	地层水
	惠州 33-1-1	DST-7，2075.0～2080.0	0.262	地层水
西江 24-3-1AX 井区海域		10.7	0.237	海水
		58.0	0.239	海水
		96.0	0.241	海水
惠州 21-1-3 井区海域		1.0	0.247	海水
		15.0	0.237	海水
		35.0	0.241	海水
		55.0	0.249	海水
		75.0	0.225	海水
		95.0	0.241	海水
		115.0	0.242	海水

第二节　水文地质特征

一、地层水的纵向分带

根据已取得的地层水矿化度及地温资料分析，该区水文地质特征在纵向上大致可分为四个带。

1.上部渗水型半开启带

此带主要位于区域盖层珠江组之上的浅部地层，由电阻率计算的矿化度纵向变化图（图 2-7-1）可见，由韩江组至珠江组矿化度呈正常增高趋势，地温梯度一般小于正常值 3.3℃／100 米，表明这是一个受上部海水影响的地带。

2.中、上部高温异常带

主要分布于区域盖层珠江组，在这一层段地温梯度明显升高。如惠州 21-1-1 井地温梯

度在珠江组之上为3.01，在珠江组为3.80；陆丰13—1—1井于珠江组之上为2.86，至珠江组升至4.0。这一变化特点表明，本区地下水性质的纵向变化除了受埋藏深浅，封闭条件好坏的影响外，地温异常，地温梯度的增加还受深部温度较高的油、气、水向上运移的影响。

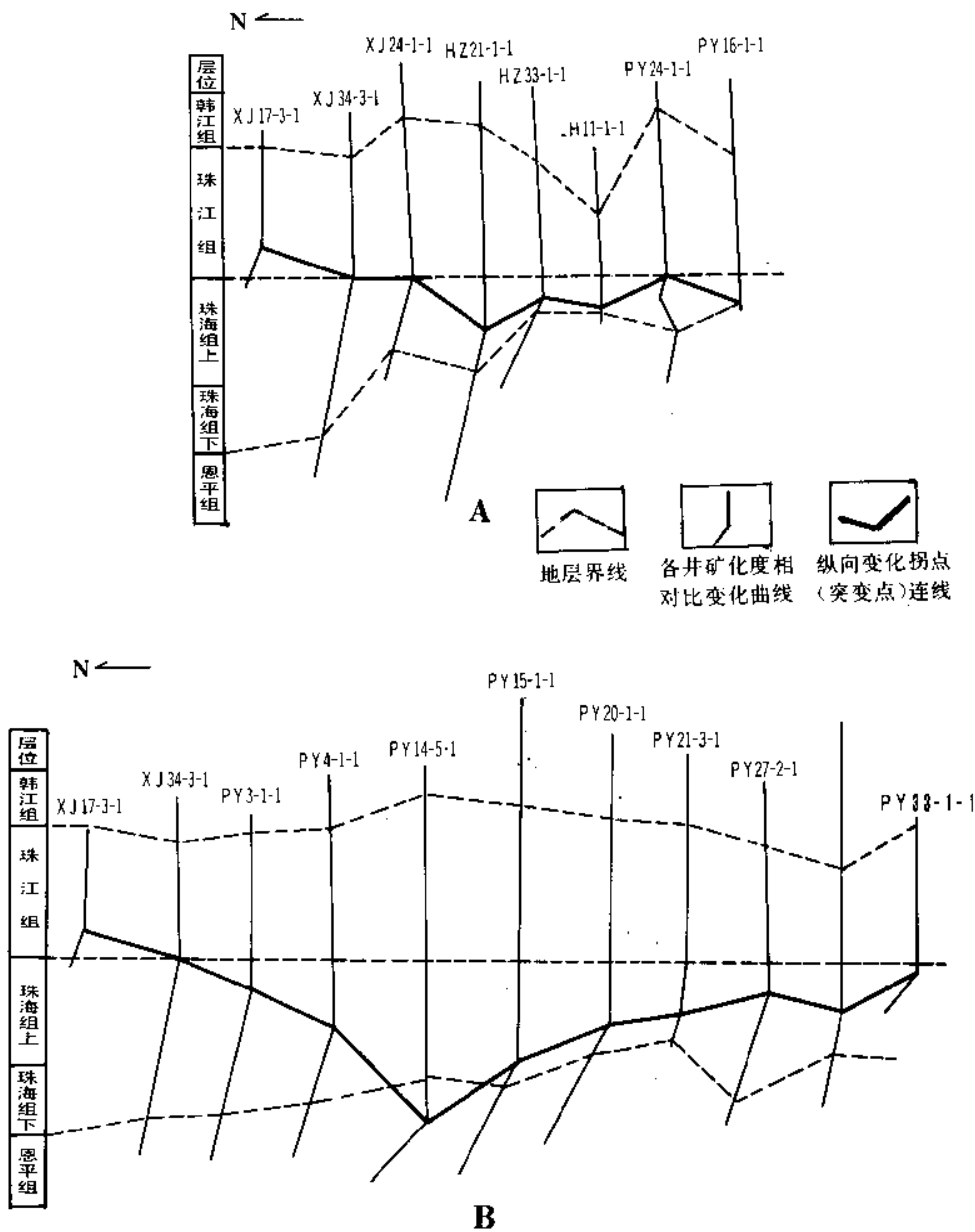


图2—7—1　珠江口盆地（东）地下水矿化度纵向拐点变化图

3.中部低温水活跃淡化带

进入珠海组地层，大部分井地温梯度出现低值异常（图2—7—2），如惠州21—1—1井在珠海组顶部之上为3.6，向下降为3.2；恩平12—1—1井由珠江组以上的3.54降至珠海组的3.4；陆丰13—1—1井由珠江组的4.0降至珠海组的3.8；番禺27—1—1井由珠江组的4.15降

至珠海组的 3.8。表明这是一个层间水活跃、横向连通性好的地带。此带（对应于珠海组）地下水矿化度纵向变化不再按正常趋势增加，反而随深度增加而变小，出现中、深部地下水淡化现象，参见图 2–7–1。珠海组地下水矿化度出现淡化现象有以下几方面的原因：

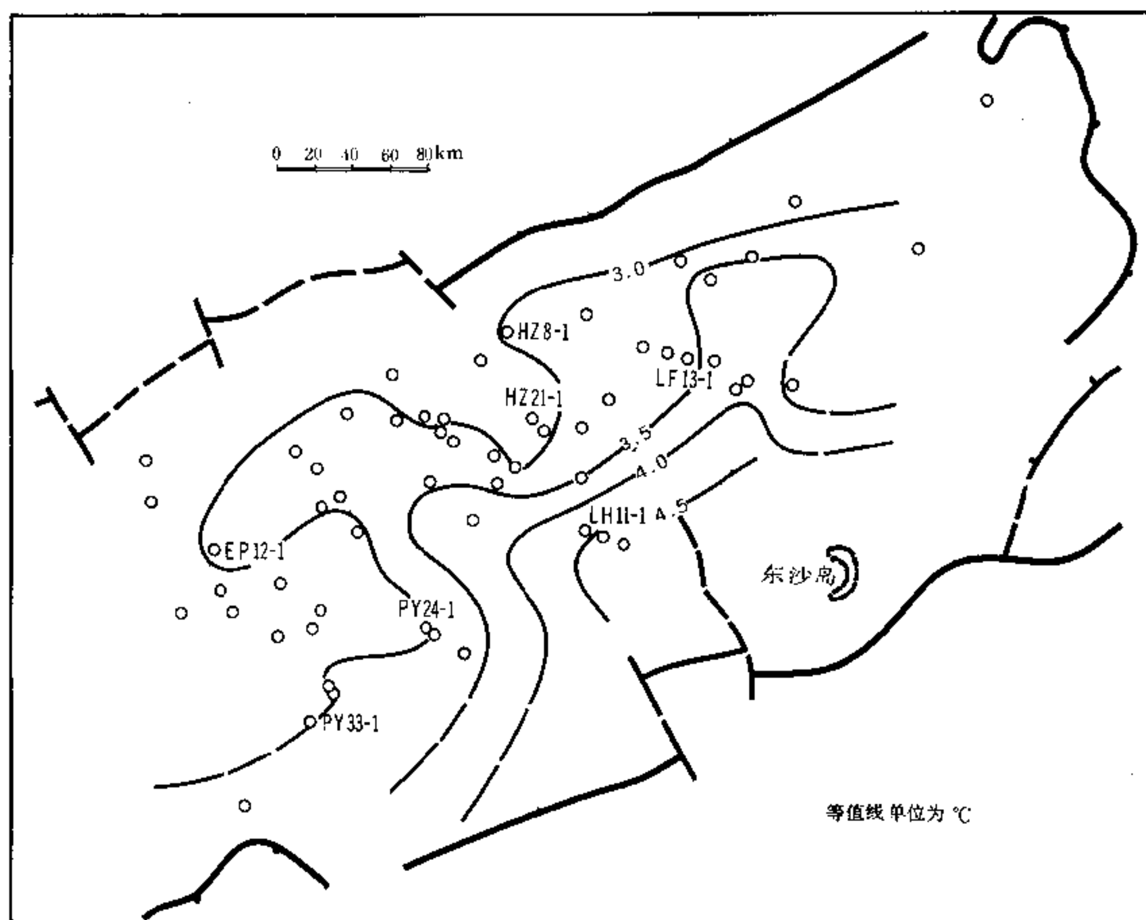


图 2–7–2　珠海组地温梯度等值线图

①珠海组为海陆过渡相沉积，其原生沉积水的形成受到来自大陆淡水的影响。

②来自下部陆相地层压实水交替的影响。

③渐新世末，地壳回返，珠海组地层遭受剥蚀，渗入水作用使疏导性能好的珠海组地层水淡化。

4.深部封闭停滞淡化带

深部的文昌组—恩平组地层水的淡化现象，主要与陆相河流、湖泊相的沉积环境有关。此带为断陷沉积、地层埋深大，地下水显示封闭停滞特征，地温梯度又明显增高。如惠州 8–1–1 井地温梯度由珠海组约 2.71 升至恩平组–文昌组的 3.03；番禺 24–1–1 井由珠海组的 2.9 增至恩平组—文昌组的 3.2。

由上述地下水性质的分带特征可见，地下水性质的纵向变化与盆地地质背景是相吻合的，即上部海相地层具有浅部受海水影响呈半开启性和至珠江组区域盖层封闭性良好的高温异常特点；中部珠海组区域疏导层具有低温水活跃淡化的特点；深部断陷分割的陆相地层具有地下淡化和封闭停滞的特点。

二、地下水性质的平面分区

由于盆地水样分析资料少，因此在平面上难以进行较明确的分区，但仍可就地层水的性质变化趋势进行分区叙述。鉴于珠海组是盆地区域性最主要的油气运移通道和储集层，因此对地下水性质平面的分析主要围绕珠海组进行。

图 2-7-5 是电测电阻率计算的矿化度和少数井水样分析资料绘制的珠海组矿化度等值线图。由图可见，盆地以中央隆起带为中心的大部分地区，矿化度呈增高趋势。盆地北缘和向南部坳陷方向具有矿化度偏低的特点。珠海组 pH 值也有由北向南增高的趋势。地温梯度总体上亦由北向南增高。但无论是珠海组（图 2-7-2）、珠江组（图 2-7-3）及韩江组（图 2-7-4）在番禺低隆起区均呈低值异常。

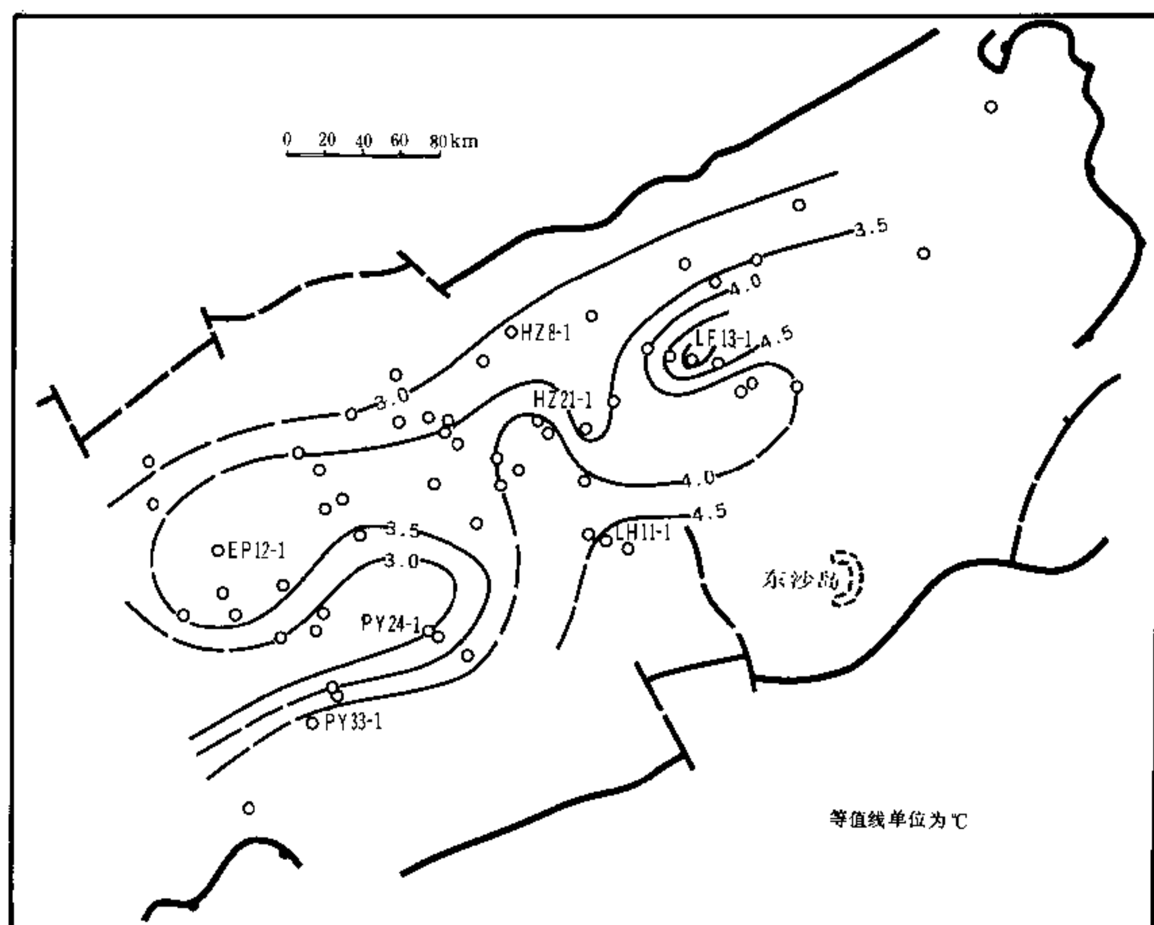


图 2-7-3 珠江组地温梯度变化等值线图

从上述资料出发，可将盆地大致划分为四个区：

1）盆地北缘的矿化度、地温梯度、pH 低值区。

2）中部的矿化度、地温梯度、pH 高值区。

3）南部的矿化度低值、地温梯度高值区。

4）西部的低温异常区。

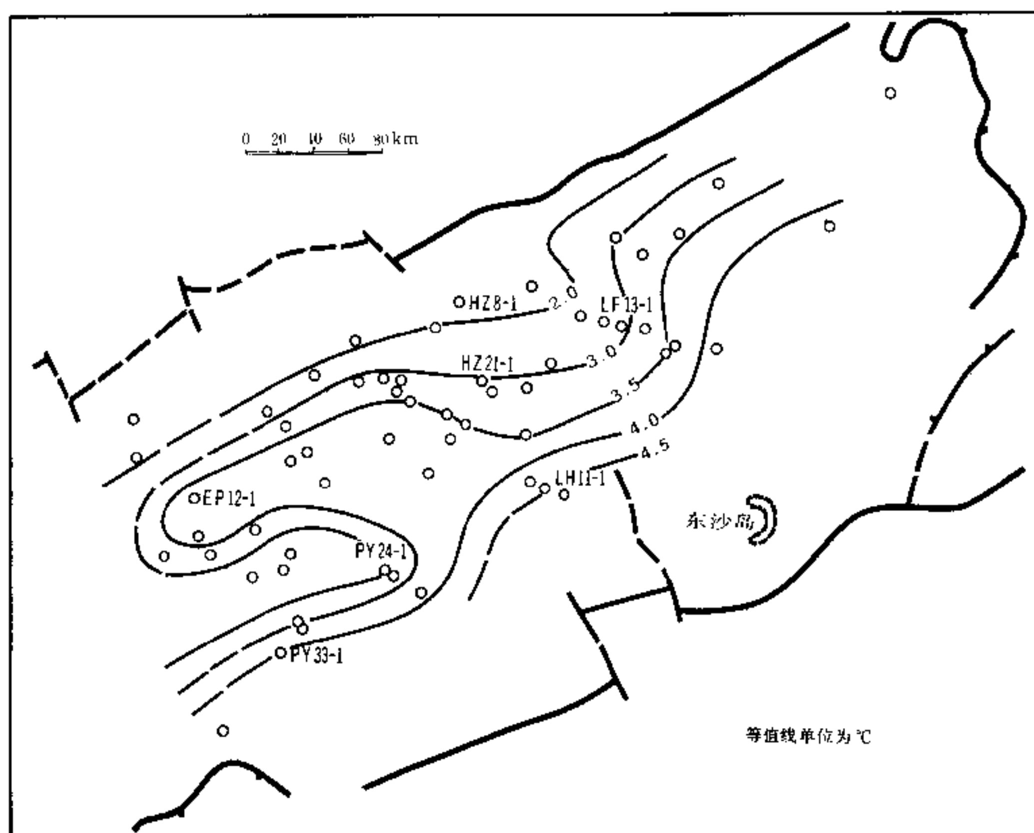


图 2-7-4 韩江组地温梯度变化等值线图

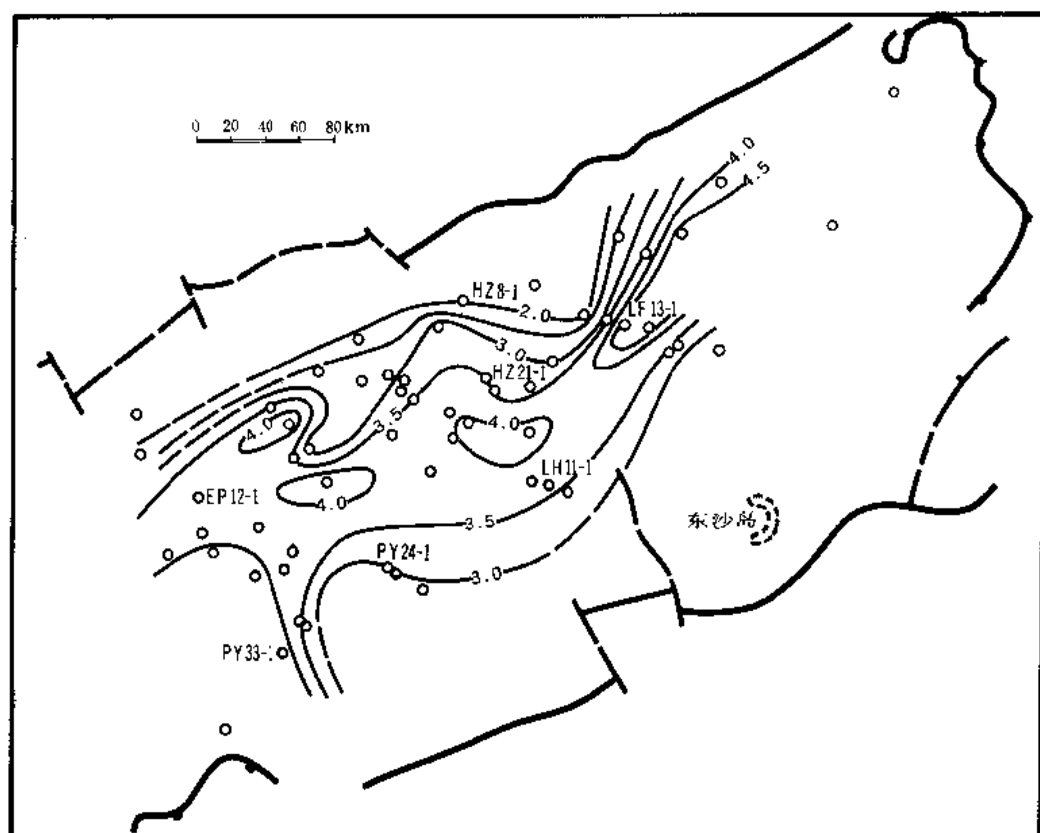


图 2-7-5 珠海组地层水矿化度等值线图(单位:万 ppm)

第三节　水文地质作用

一、停滞的水动力有利于油气的保存

从新生代沉积特点来看，该区下第三系为陆相断陷沉积，向上逐渐过渡为上第三系的海相沉积。在新生代地层的沉积过程中，水域不断扩大，早期的沉积物往往被较晚期的沉积物所覆盖，沉积物的分布范围越来越广。现今，盆地水域最大，新生代沉积物几乎全部被海水所覆盖，没有地面露头。因此，珠江口盆地目前不存在区域性的渗入水水源。局部地区如东沙岛露出海平面，在其附近可能有渗入水的影响，但影响范围有限，从钻井实际资料看，该区上部地层（包括绝大部分地区的恩平组）的地层原始压力与静水压力趋于平衡，压力系数接近于1，说明盆地属水运动迟缓或阻滞环境，有利于油气的保存。而恩平17−3−1井文昌组和西江33−2−1AX井恩平组以下的主要生油岩段出现压力异常现象，压力系数分别为1.4和1.1～1.2，说明恩平凹陷和西江凹陷深部地层封闭性更好。

二、纵向上高温异常带是本区油气富集带

该区主要生油岩是深部的文昌组、恩平组。从生油岩中排出的油、气，在沉积压实水和浮力作用下，沿断层、不整合面或连通砂岩体向上运移，在区域盖层段发育区的圈闭中形成油、气藏和高温异常带。因此，高温带与油气聚集密切相关。

在平面上，高温异常带油气富集程度受生油岩的排烃条件及其他地质条件的控制，差别较大。勘探程度较高的北部坳陷带中，惠州凹陷生、储、盖条件最好。目前，在该凹陷中没有发现压力异常现象，表明惠州凹陷生油岩排油条件比西江、恩平凹陷好。这是惠州凹陷周围及东沙隆起成为该区油气富集区的因素之一。

三、水化学组成对原油性质的影响

从水化学组成看（参见表2−7−1），本区油田水中硫酸根含量比较高，最高达4052ppm，占总矿化度的12.3%。地层水中硫酸根离子的普遍存在，对埋藏深度不大、地温较低的油、气藏的原油性质有一定影响。水中的硫酸根为细菌活动提供了氧，细菌的活动首先消耗原油中的正烷烃，使油质变重，出现高密度、高粘度、低含蜡的生物降解原油。目前本区在地温低于70℃，埋藏深度小于1600米的地层中发现的原油都具生物降解油特点，这与本区地层水化学性质有密切关系。

第八章 天 然 气[●]

珠江口盆地的天然气显示十分广泛，除有气田气和油田气外，还有在海底井场调查中，在浅层地震和旁侧声纳记录上有不少的气显示，同时还发现纯CO_2气等。由此可见，珠江口盆地天然气不但类型多，而且分布广泛，具有十分理想的勘探前景。

第一节 天然气的分布及其赋存形式

通过对外合作勘探，珠江口盆地已发现了4个含气构造（其中烃类气构造2个、CO_2气构造2个），其余见气层或气显示。根据目前已有的资料分析，珠江口盆地天然气在纵横向的分布及贮存形式上具有一定的特征。

一、纵向分布特征

1.层位分布

从本区与邻区已有气藏、气显示和分布的资料，归纳起来，可发现天然气集中分布在三个层位中。

(1) 中中新统韩江组（简称储Ⅰ层） 底部海相砂岩发育，物性好。恩平18-1-1、番禺24-1-1井韩江组底砂岩电测解释结果，有效孔隙度分别为32.5%和30%，是良好的储集层和输导层之一。在西江24-3-2井该层中获得日产气92.4立方米；莺歌海地区崖13-1-1井中新统梅山组获得高产气流达536200米^3／日。

(2) 下中新统珠江组下部—渐新统珠海组上部（简称储Ⅱ层） 海相砂岩或礁灰岩发育，物性好，砂岩孔隙度一般为20～25%，高者可达31%。有效渗透率为$493\times10^{-3}\sim1974\times10^{-3}$二次方微米，高者可达$11725\times10^{-3}$二次方微米。礁灰岩一般孔隙度为13～23%，高者可达29%，渗透率为$247\times10^{-3}\sim493\times10^{-3}$二次方微米，高者可达$454\times10^{-3}$二次方微米以上，是最好的储集层和输导层。目前已在惠州21-1-2井珠江组砂岩获得日产气380054立方米，文昌9-2-1井珠海组砂岩获得日产气718600立方米。流花11-1-5井珠江组礁灰岩获得日产气178.4立方米。

(3) 第三系底砂岩—前第三系基底风化壳（简称储Ⅲ层） 第三系底砂岩发育，前第三系基底风化壳具有良好的储集条件，是该区的主要储集层和输导层之一。惠州26-1-1井第三系底砂岩电测解释的有效孔隙度为14～24%（图2-8-1）。

2.深度分布

不同的储气层，其分布的深度是不一致的。

1) 储Ⅰ、储Ⅱ、储Ⅲ层天然气叠合层分布区：此区储Ⅰ层深度一般为2100米，最深达5000米；储Ⅱ层一般为2800米，最深达6000米；储Ⅲ层一般为4000米，最深达8000米。

2) 储Ⅲ层天然气分布区：一般为3500米，最深达5000米。

3) 储Ⅱ、储Ⅲ层石油与天然气相间分布区：一般储Ⅱ层深度为2500～3000米，最深达

●黄宗洪参加该章编写工作。

3000～3500 米；储Ⅲ层一般为 4000 米，最深达 4500 米。

4）储Ⅱ层伴生气分布区：深度一般为 1800 米，最深达 2600 米。

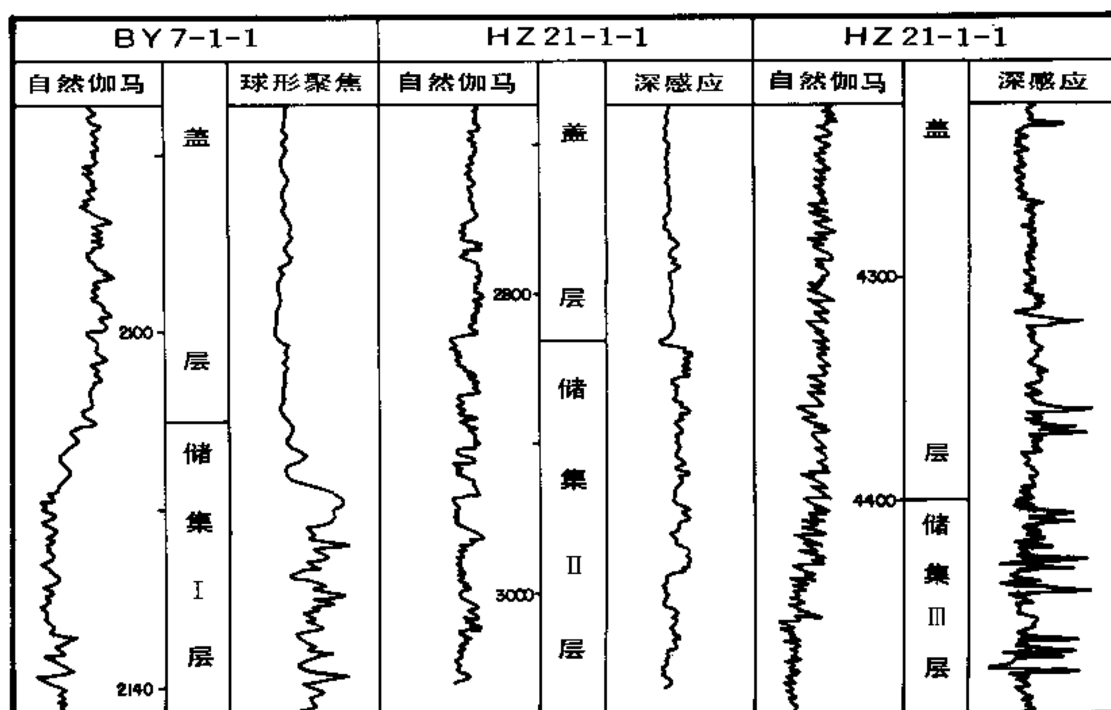


图 2-8-1 储Ⅰ、储Ⅱ、储Ⅲ层典型电测曲线图

二、平面分布特征

通过已有探井资料分析，气藏或气显示在平面上的分布，主要受不同沉积条件的控制。

1.储Ⅰ层、储Ⅱ层、储Ⅲ层叠合分布区（主要指番禺低隆起及珠二坳陷区）

该区勘探程度较低，但天然气显示井段长，范围大。从有限的钻探成果资料可以看出，该区具有广泛的气测异常及录井气显示。如白云 7-1-1 井韩江组底砂岩（2110～2137 米）甲烷含量达 15%；珠江组（2402～2416 米）甲烷含量 0.28%。番禺 16-1-1 井珠海组（2184.5～2204 米）甲烷含量为 6%，中途测试含气。番禺 33-1-1 井第三系底砂岩（4730～5094.5 米）甲烷含量 0.4～1%。

2.储Ⅲ层分布区（主要指海南隆起、北部断阶、珠一坳陷北部）

该区浅层因盖层条件不好，近物源，岩性粗，天然气显示以深层为主。如西江 33-2-1A 下第三系神狐组底部粗粒砂岩（4851～4854 米），见 30%金黄色荧光，甲烷含量 2.4%；惠州 08-1-1 井下第三系文昌组底部砂岩（4501～4534 米），甲烷含量为 0.7%。

3.储Ⅱ和储Ⅲ层分布区（主要指珠三坳陷、珠一坳陷南部、东沙隆起西南边缘）

该区浅层（即韩江组以上地层）岩性变细，是良好的盖层。中层及深层相间有良好的储集层。随沉积和构造变化的控制，石油和天然气相间出现。如惠州 21-1-2 井珠江组（2547～2554 米）日产气 380054 立方米，属气藏；珠海组（2858～2983 米）日产油 1556.3 立方米，属油藏。文昌 9-2-1 井珠海组（3344～3996 米）日产气 718600 立方米，属气藏；文昌 19-1-1 井珠江组（1273.5～1281 米）日产油 44 立方米，属油藏；文昌 19-1-2 井珠海组

(1700～1759 米）日产油 502.8 立方米，属油藏。

4.储Ⅱ层重油气分布区（主要是指神狐暗沙隆起、东沙隆起）

已发现有惠州 26-1、惠州 33-1、陆丰 22-1 等油田，是主要油田分布区，该区有少量伴生气，如流花 11-1-5 井珠江组（2549.3～2638.02 米）日产油 77.7 立方米，产气 178.4 立方米。

三、贮存形式

本区天然气储集层主要是砂岩和石灰岩，盖层为泥岩，构造圈闭为主。受构造和沉积的影响，天然气具有不同的贮存形式。

1.单藏出现

气层为一单层或是集中分布段的合并生产层。如惠州 18-1 构造为披覆背斜构造，储集层为砂岩，盖层为泥岩，为单一的 CO_2 气藏。

2.油气藏间互共生

气层在剖面上为多层或多藏分散的油气藏相互共生。如惠州 21-1 构造为披覆背斜构造。储集层为砂岩，盖层为泥岩，油藏与气藏成互层共生，如珠江组的两个气藏，珠海组的多个油藏相互共生。

3.多藏共生

在剖面上，连续而分散的多层气共生，如文昌 9-2 构造为一背斜构造，储集层为砂岩，盖层为泥岩，珠海组四个气层连续共生。

4.浅层气苗

南海 27、28 海区，海底物探调查中，发现有广泛的浅层气分布。

①在恩平 18-1 构造浅层地震剖面记录上见气显示。这与海底发生明显下陷、浅层气逸出有关。

②在番禺 3-1、番禺 20-1、番禺 4-1 构造地震旁侧声纳记录上，有成群麻坑出现，麻坑直径约 5～20 米，坑深约 0.5～4 米。麻坑形成的原因可能是沉积物在压实作用下释放出气体所致。

③据番禺 14-2 等构造地震多极电火花剖面记录分析，在海底以下 1000 多米范围内的地层中发现有相位倒转或声波空白带，判断是浅层气的反映。气体呈囊状、不规则状，气囊直径 10～20 米或更大。

第二节　天然气的地球化学特征

一、化学组分

1.气源岩的地球化学性质

①有机质丰度高：各组有机碳平均含量为：韩江组 0.3%，珠江组 0.81%，珠海组 1.00%，恩平组 1.69%，文昌组 1.61%。

②有机质成气条件好，在不同的热演化阶段均可成气，可划分出三种生气类型：

A.未成熟气：埋深 2200～2950 米以上地层，R_O 小于 0.5%，地温低于 106℃，TTI 小于 1。如陆丰 13-1-1 井 2372～2376 米 $\delta^{13}C_1$ 为-61.18‰，为未熟气。

B.成熟气（包括煤成气）：埋深 2200～5000 米，R_O0.5～1.2%。TTI 为 1～64。如惠州 18-1-1 井 3127～3135.5 米 $\delta^{13}C_1$ 为-43.19‰，为成熟气。

C.过成熟气：埋深大于4650～5000米，R_O1.2～2%，TTI为64～256，主要生成凝析油与湿气。珠二坳陷的始新统中心区埋深均大于4500米，TTI大于64，无疑该区始新统是过成熟气生成区。

2.天然气组分特征

通过珠江口盆地13口井的组分分析表明，该区天然气以烃类为主，非烃类含量低。局部地区含少量H_2S，但N_2及CO_2含量较高，个别形成CO_2气藏。

烃的含量以甲烷为主，西江地区韩江、珠江、珠海组的甲烷含量一般为55～58%，最低为29.5%，最高为73.27%。层位由新而老，含量有由高变低的趋势，其中韩江、珠江、珠海组含量分别为73.27%、50.74%、29.5%。惠州21-1构造珠江、珠海组甲烷含量一般为72～77%，最低为50.21%，最高为77.2%。层位由新而老其含量也由高变低，珠江、珠海组含量分别为77.2%、50.21%。流花11-1构造珠江组甲烷含量95.38～96.38%。陆丰13-2构造珠海组甲烷含量51.69%，含少量N_2（10.709%）及CO_2（16.845%），且相对密度高达1.24。惠州18-1构造恩平组主要含CO_2（92.017～93.561%）及少量N_2（5.252～6.589%）。文昌9-2-1井珠海组甲烷含量66%，含少量CO_2（4.1%）及微量H_2S（0.002%）。

二、碳氢同位素组成

1.甲烷$\delta^{13}C_1$与δH频率分布特征

由于珠江口盆地取得的甲烷碳同位素数据仅8个，为了便于研究，参考分析了北部湾及莺歌海、琼东南盆地邻区的数据14个。通过仔细研究，可以看出，本区天然气甲烷碳同位素值的频率分布主要有三个区间：

①有9个数据$\delta^{13}C_1$值大于-37.78‰、δH大于-209‰，可能为煤成气或过成熟天然气。

②$\delta^{13}C_1$值在-39.36‰～45.22‰，δH为-175～-222‰，为成熟—高成熟阶段生成并与原油及凝析油伴生的成熟天然气。

③有2个数据$\delta^{13}C_1$值在-52.7‰～61.18‰、δH小于-203‰，为生物—热催化过渡带生成的未成熟天然气。

2.天然气中甲、乙、丙烷同位素组成特征

天然气中，甲烷同系物$\delta^{13}C_1$值的差，主要反映天然气生成时母质的成熟度。

①Δ（$\delta^{13}C_2$～$\delta^{13}C_1$）值所反映的母质成熟度与$\delta^{13}C_1$值所反映的成熟度基本一致，即随生气母质成熟度增高，Δ值变小，$\delta^{13}C_1$值变重。如陆丰13-1-1井2372～2376米未成熟气Δ值29.79‰，$\delta^{13}C_1$为-61.18‰；而3127～3135.5米成熟气Δ值为14.07‰，$\delta^{13}C_1$为43.9‰。

②Δ（$\delta^{13}C_3$～$\delta^{13}C_2$）值所反映的母质成熟度与$\delta^{13}C_1$值所反映的成熟度也与上述特点相同，随生气母质成熟度增高，Δ值变小，$\delta^{13}C_1$值变重。如文昌19-1-2井1700～1712米，较浅成熟气Δ值为7.5‰，$\delta^{13}C_1$为-40‰；而1759～1771.5米较深成熟气Δ值5.6‰，$\delta^{13}C_1$为-39‰。

三、天然气成因类型

据本区及邻区的天然气成因可划分为五种类型。

1.煤型气

主要是煤系地层中煤、碳质泥岩、油页岩、含有机质的泥岩产生的过成熟或成熟气为

主，甲烷含量高达80%以上。相对密度小，一般在0.7以下，油气比高达2000以上。如崖13-1气藏。

2.油型气

主要是有机质生油期生油时伴生的气，以成熟气为主，甲烷含量在80%以下。相对密度大，一般在0.7以上，油气比低，一般比值只有几百。如惠州21-1珠海组气藏。

3.水溶气

主要是与油田水和气田水有关的水溶气，以成熟—过成熟气为主，甲烷含量60~70%，含较多的氮及少量二氧化碳。番禺16-1-1井珠海组可能有这类气的特征。具低阻电性特征，容易在解释中漏掉，但RFT（多次地层测试）出气。

4.二氧化碳气

主要是与石灰岩和火山有关的伴生气，以成熟—过熟气为主，地层中的石灰岩，由于岩浆的侵入，高温烘烤使$CaCO_3$放出CO_2气，CO_2向上运移，形成气藏。这类气甲烷含量很少，一般小于1%，CO_2含量很高，一般都在90%以上。如惠州18-1及惠州22-1气藏。

5.未成熟生物气

主要是以未成熟的微生物气为主，伴随有成熟和过成熟的油型气及过成熟煤型气混合形成。如番禺20-1浅层气。这类气发现于隆起较高或埋深较浅的区域，因埋藏浅，成为各种气体运移和聚集的有利场所。

第三节　天然气藏类型

天然气藏类型，与油藏一样，主要受圈闭类型所控制。本区圈闭类型多，主要有生物礁滩、披覆背斜、挤压背斜、断背斜、断块、断鼻等。但目前发现的天然气藏圈闭类型主要有披覆背斜和断鼻构造两种。

一、披覆背斜气藏

在古地貌高地的基础上继承性沉积所形成的构造，边缘受断层复杂化。如惠州21-1-1气藏（图2-8-2）。

气藏的层位是珠江组，通过构造发育史分析，自珠江组以来，构造逐渐加大，其面积分别为4.8（珠江组末期）、11.8（韩江组末期）、17.4（现今）平方公里。后期北翼受小断层切割，形成了断层复杂化的披覆背斜气藏。

二、断鼻构造气藏

反向正断层上升盘地层沿走向下倾，一方被反向正断层切割而形成的抬升断鼻构造圈闭气藏。如文昌9-2气藏（图2-8-3）。

气藏层位是珠海组。自珠海组沉积以来，北翼断开，形成断鼻圈闭，断距早期由小到大，后期由大到小。从珠海组沉积期末、珠江组沉积期末、韩江组沉积到现今，断距分别为200、400、375、275米，是一个良好的断鼻构造圈闭气藏。

第四节　天然气藏的形成和富集

该区对外合作勘探以来，主要目的以找油为主，兼探天然气。但从勘探已发现的油气显示情况看，天然气比石油分布更为广泛。根据四川石油管理局王涵云等对原油裂解试验，每

立方米原油可裂解出875立方米气体。当泥岩达到高成熟或过成熟阶段时，残留在泥岩中的液态烃可全部裂解为气体，

此外沉积物成岩初期，有机质处于低演化阶段的未成熟期。在生物化学的作用下，每吨有机质可形成38～67立方米的生物化学气。这就说明沉积物中的有机质在整个地质演变的历程中都有气体生成。但是，这些生成的天然气，能否聚集形成气藏，还受后期一系列地质、构造作用的影响。

根据目前资料分析，珠江口盆地具有形成大—中型天然气藏的基本地质条件。

第一，珠江口盆地具有有利成气的区域构造环境。

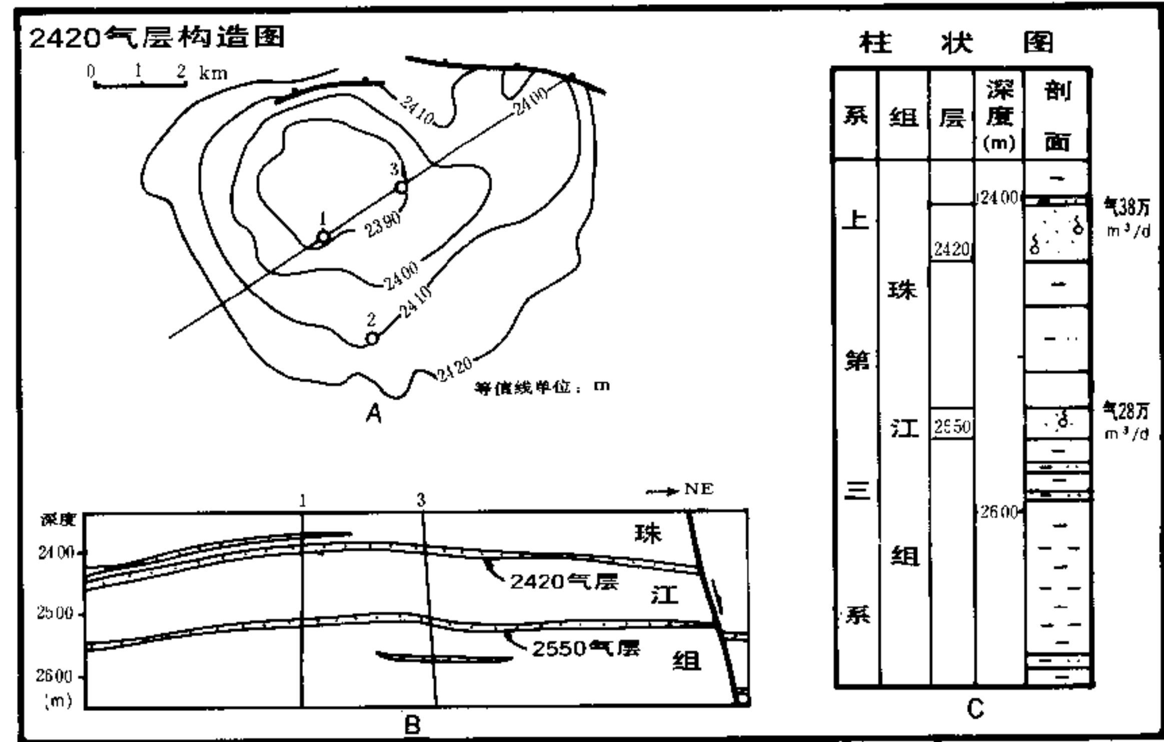


图2-8-2 惠州21-1构造气藏综合图

A—2420气层构造图；B—经过1、3两井的横剖面图；C—气层柱状图

珠江口盆地的构造发展有利于天然气的生成和聚集，其构造格局主要受北东向及北西向两组基底断裂所控制。前者常被后者切割形成了一级或次一级构造单元，并呈长方形网格状排列。

中生代末期至早第三纪始新世，由于南海海盆第一次扩张，引起中国大陆边缘拉张，发育了一系列北东向深大断裂，开始了断陷盆地的发展历史。这些深大断裂构成了盆地的边界和坳隆界线，在坳陷中沉积了巨厚的气源岩。早期地壳活动激烈，并伴有火山活动，有利于天然气形成。由于深大断裂长期活动，使之伴生的断层非常发育，不但使基岩披覆构造幅度加大，而且形成了众多断背斜、断块、断鼻等，在盖层较发育地区，易于形成良好圈闭。

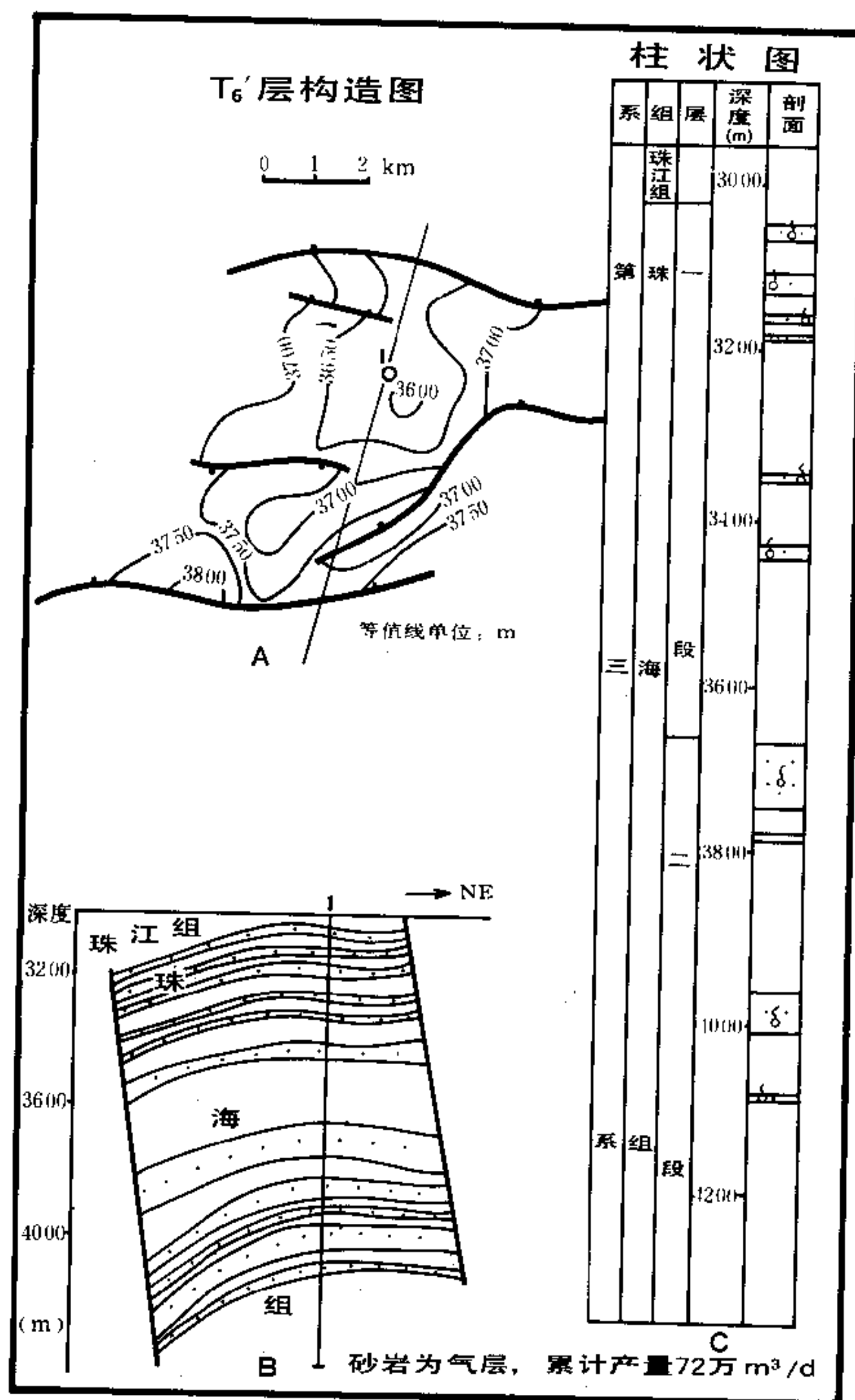


图 2-8-3　文昌 9-2 构造气藏综合图

A—T_6^1 构造图；B—过 1 井南北向剖面图；C—气藏柱状剖面图

渐新世至早中新世，断裂活动减弱，盆地以坳陷为主。在古珠江的强烈作用下，携带的大量泥沙受海流再分配，形成广布盆地的厚层砂岩，是极好的天然气输导层和储集层。在早中新世，由于剪切运动，扭张作用明显，使早中新世的背斜圈闭普遍发育。同时，一些持续发育的断层，仍形成断背斜、断块等。这些都是较好的储气构造。

中中新世以后，盆地趋于稳定下沉，珠江口盆地大部为海相沉积环境，其区域性海相泥岩成为极好盖层。由于受重力作用，产生由盆地边缘向盆地中心的侧向挤压作用，形成一些幅度很低的挤压背斜，对天然气的储集也较为有利。

第二，生气层本身又是盖层，有利于天然气的保存。

韩江组以区域性的海相泥岩为主，是良好的未熟气生气层，也是储Ⅰ层的良好盖层。珠江组以区域性的海相泥岩为主，是成熟气—未成熟气的生气层。是储Ⅱ层的良好盖层。文昌—恩平组以湖相泥岩为主，是良好的成熟气—过成熟气的生气层，是储Ⅲ层的良好盖层。

三个生气层又是三个盖层，严格控制了其下储集层天然气的运移途径和聚集场所。成为本区天然气藏形成与富集的最基本条件。

第三，储集层本身又是输导层，有利天然气的富集。

韩江组底部砂岩、珠江组下部至珠海组上部砂岩或礁滩石灰岩、文昌—恩平组底部砂岩、基底风化面等，分别处于上述三个盖层之下，成为良好的三个储集层和输导层，形成了珠江口盆地的天然气主要运移网络和聚集场所。

第四，构造脊上的圈闭是天然气聚集的有利场所。

局部构造发育区，常是区域构造的脊部或轴部，由于重力分异作用，天然气主要向脊部或轴部运移，遇有较好圈闭，就会聚集起来，形成气藏。

第五，地热值增高有利于天然气形成。

珠三坳陷具有中等地热值（热流值 2.12～2.67 热流单位），对形成天然气有利。目前已发现有文昌 9-2 气藏。此外珠江口盆地自北而南热流值也有由小到大的增高趋势，如西江 33-2-1 井 4883 米凝灰岩热流值为 1.21。番禺 33-1-1 井 5103 米泥岩热流量为 1.57。白云 7-1-1 井凝灰岩热流量为 2.11。这表明珠二坳陷南部具有中等热流值，对形成天然气有利。地温资料也反映了同样规律。

第六，巨厚的第三纪沉积岩是重要的气源岩。

珠二坳陷沉积岩最厚达 1 万米。是珠江口盆地沉积厚度最大的坳陷。属湖相及海相沉积，具良好的成气环境。气源岩主要是文昌、恩平、珠海、珠江和韩江组泥页岩及煤系地层。

综上所述，珠江口盆地具有形成大—中型气藏的基本地质条件。所以，在珠江口盆地发现大气藏是可能的。但为什么至今还没有重大发现呢?分析起来，可能有以下几个原因:

1）北部坳陷带以北，因为盖层条件较差，对油气保存十分不利。除深层可能找到气层外，中、浅层找到气的机会较少。

2）中央隆起带主要是石油聚集区，发现的气藏也以伴生气藏为主。

3）南部坳陷带主要是成气区，因为工作程度低。有利构造基本没有钻探。已钻的几个虽有气显示，但还没有大的突破。

成油与成气虽有共同的规律，但也各有其特殊性。油与气常是各自分区或分层位出现，这说明虽然珠江口盆地目前发现了许多油田，但气田还尚待发现。只要进一步做好工作，找到大—中型气田还是有可能的。

第五节　天然气资源预测和勘探方向

一、天然气资源预测

采用氯仿沥青"A"法初步求得珠江口盆地文昌—恩平组生油量，盆地东部为697亿吨，盆地西部55亿吨，共752亿吨。将总生油量乘排烃系数及聚集系数后，得出资源量东部为数十亿吨，西部为几亿吨，用热模拟法计算出生气资源量，东部为数十万亿立方米，西部为数万亿立方米。

上述气资源量的预测仅是成熟气部分，由于资料所限，未成熟和过成熟气的资源量尚没有统计进去，以珠江口盆地未熟气和过熟气的气苗显示情况看，这二者的资源量估计为成熟气资源量的40%。该区下第三系在各个凹陷普遍存在埋深大于4500米的气源岩，其TTI值一般为64～256，是过熟气的气源岩区。TTI小于1，埋深小于2900米的未熟气源岩区，更是广泛的分布在整个盆地。这两部分的气资源量可根据国外已有勘探的计算例子作出初步估算，然后对本区天然气资源预测如下：

1）过熟气，根据北美古老的二叠盆地，有20%以上的储量来自该盆地4500米以下的地层，以此推测，本区的过熟气资源量为总量的20%。

2）未成熟气，Rice（1981）认为："生物成因气占世界天然气可采储量的21.3%"。Севосмьдноb（1982）认为："世界上天然气勘探储量的20%是生物起源的"。Нфьережнов（1982）指出："世界天然气储量的20%以上具有生物成因特征"。因此，本区可取总量的20%作为未熟气的资源量进行计算。

3）成熟气，上述用热模拟法已计算出成熟气资源量为数十万亿立方米，已知过熟气和未熟气各占资源量的20%，共占40%，则成熟气资源量为60%。

二、天然气勘探方向

根据珠江口盆地两坳一隆的特点，则南北气源岩厚，生气条件好。但北部主要靠近大陆边缘，离物源区近，盖层条件差，气源岩厚度也相对要比南部薄。中央隆起区盖层条件虽比北部好，但沉积薄，气源岩差。南部向海区，沉积了较厚的海相地层，盖层条件最好，生气条件最佳。因此，盆地南部是发现气田的主攻地区。储Ⅰ、储Ⅱ、储Ⅲ层均可作为主攻目的层，盆地北部由于储Ⅰ、储Ⅱ层盖层条件较差，只能对储Ⅲ层进行勘探，中央隆起区由于沉积薄，只能对储Ⅱ层进行勘探，具体分区分析如下（图2–8–4）。

1.珠二坳陷区是找大型气藏区

珠二坳陷由于是盆地成气条件最优的坳陷，面积大、沉积厚、有机质丰富。区内中心区及西北侧下第三系底具有很好的圈闭构造。第三系底砂岩及基底风化壳是良好储集层。其上具有良好的泥岩盖层，这些构造更主要的是处在储Ⅲ层油气运移古构造脊线上，是捕获天然气的有利构造。由于该区沉积厚度相对较大，沉积物比较细。储Ⅰ、储Ⅱ层之上均具有泥岩盖层，其下储集层又是良好输导层。因此，储Ⅰ、储Ⅱ层也是本区天然气形成的有利储集层。该区进一步勘探，预计前景是很好的。近期可选择较有利的构造迅速钻探。如开平6–1构造就是一个可望获得储Ⅰ、储Ⅱ特别是储Ⅲ层的大型气藏构造。该构造三个储、盖层条件基本具备，又是凹中之隆，圈闭面积大，具备了形成大型气藏的有利条件。此外开平27–1、荔湾2–1、白云6–1、恩平24–1、流花28–1均是该区找大型气藏的有利构造（图2–8–5）。

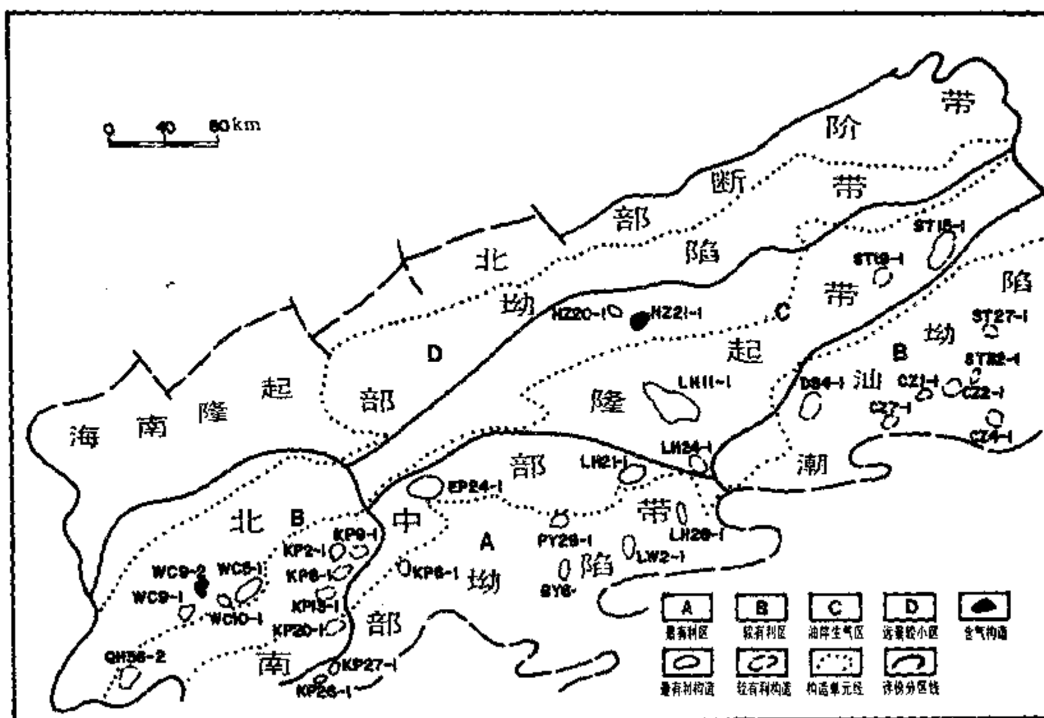


图 2-8-4 珠江口盆地天然气有利地区预测图

1—最有利区；2—较有利区；3—油伴生气区；

4—远景较小区；5—含气构造；6—最有利构造；7—较有利构造

2.中央隆起带是找油型气藏区

中央隆起带，特别是东沙隆起，是珠江组和基岩风化壳两大油气运移网络的古构造脊线交汇区。各凹陷的油气，以储Ⅱ或储Ⅲ层古构造脊线为主运道，长期向中央隆起带运移。该区由于长期隆起，形成的构造数目多、面积大、幅度高、圈闭完整。珠江组礁灰岩或珠海组砂岩是主要的储集层，其上泥岩盖层较好时，基岩风化面也是良好的储集层。

该区由于长期隆起，沉积薄，物性好，距南北的油气源区远，主要是油田形成区。气藏则以伴生气为主。已经进入隆起区的油气，经过长期重力分异作用，有可能在隆起区较高部位，发现此类气藏。

汕头 15−1 一带的构造是东沙隆起位置最高的部位。珠江组上部有海相泥岩为盖层，底部是礁储集层。

开平 20−1 是神狐暗沙隆起区的脊部或轴部。珠江组或珠海组海相泥岩发育，底部或下部有礁储集层。

除上述的构造外，还有开平 13−1、开平 8−1、开平 9−1 也是应该进行钻探藉以发现气藏的良好构造。

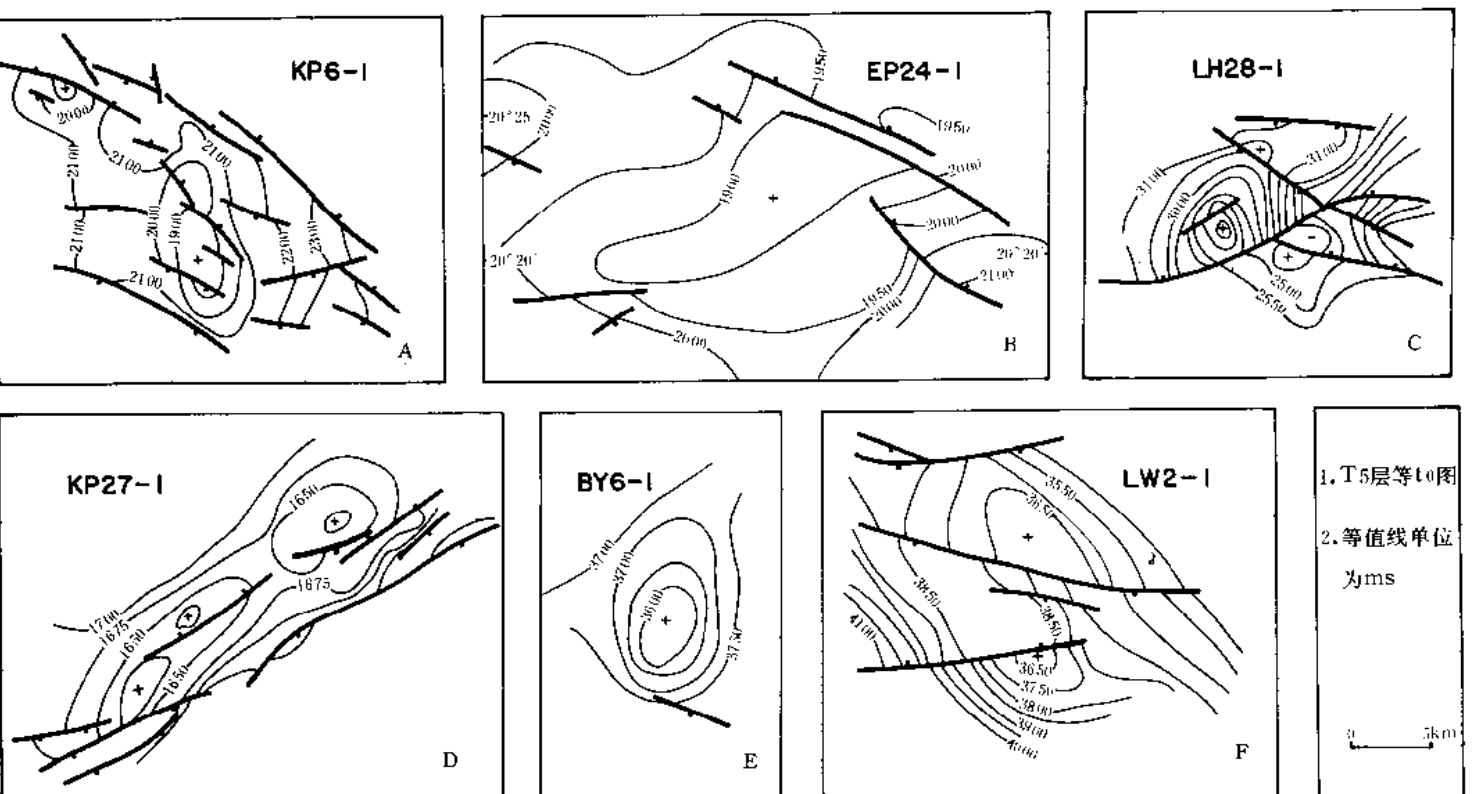


图 2-8-5　珠二坳陷区预测有利含气构造图

第九章　油气藏形成条件及油气富集规律

第一节　油气藏形成条件及成油组合

新生代是珠江口盆地的主要发育时期，其沉积岩厚度达万米。主要凹陷的沉积速率为0.13～0.18毫米／年，早第三纪在个别地区，如珠三坳陷，沉积速率可达0.213毫米／年。新生代时期充填的沉积岩体积为34.7万立方公里，平均体积速度约为5783公里^3／百万年，沉积速度近似华北盆地的渐新世（0.17毫米／年），其平均体积速度大于世界上著名的马拉开波盆地，有着较好的油气藏形成条件。

一、油气藏形成条件

1.生油条件

如前所述，盆地存在始新统文昌组、渐新统珠海—恩平组和下中新统珠江组三套生油层。文昌组为湖相生油层，属最好生油岩，生油母质为腐泥、偏腐泥混合型干酪根，成熟度高，生油潜力大。珠海—恩平组为湖沼相生油层，生油母质为腐殖、偏腐殖混合型干酪根，成熟度较高，属好—最好生油岩。珠江组为海相生油层，属较好生油岩，生油母质以腐殖型干酪根为主，一般它的成熟度均较低。就这三套生油层的油源条件而言，以文昌组生油层最重要，后两套生油层还可能有一定的生气能力。

2.储油条件

根据实际钻探得知，珠江口盆地存在珠海组、珠江组、韩江组三套储油层，以及前第三系基岩储集体。

珠海组储油层是河湖相砂岩及海相砂岩，储油物性中等，据少量岩芯分析资料，孔隙度平均为14.7～21.6%，渗透率为273×10^{-3}～324×10^{-3}二次方微米。珠江组储油层目前发现两种储集类型：一是海相砂岩和三角洲砂岩，储油物性中高，据产油层岩芯分析，平均孔隙度为16.2～30.2%，渗透率为352×10^{-3}～1429×10^{-3}二次方微米。二是碳酸盐岩储集层，尤以生物滩、礁最重要，它们于早中新世发育在东沙隆起和神狐暗沙隆起上。如流花11-1的礁灰岩厚达307～563米，主要由珊瑚藻、珊瑚、有孔虫等组成。据岩芯分析，孔隙度平均为14.4～29.3%，渗透率平均为65.6×10^{-3}～830.4×10^{-3}二次方微米，但次生溶孔、溶缝发育，产层有高产能力。韩江组储油层是海相海绿石砂岩，储油物性极好，最高孔隙度可达38.3%，平均孔隙度为28.7～33.2%，渗透率平均1732×10^{-3}二次方微米。上述三套储油层均已获得高产油流，但从产层的重要性而言，则以珠江组为最佳。

前第三系基岩储集体，可能由下古生界变质岩、各时期火成岩及中生界的碳酸盐岩和碎屑岩组成，其中火成岩类储集层在惠州21-1-1井已有发现。该井于4456米始新统文昌组之下钻遇一套石英斑岩，揭露厚度244米，电测解释上部有44.5米渗透层，孔隙度9～14.5%，地层倾角测井显示裂缝较发育，岩屑录井及井壁取芯均见油斑显示，完井试油时未产油气，但为我们提供了前第三系基岩储油的信息。

此外，始新统文昌组湖相砂岩和恩平组河湖相砂岩也可作为储集层，但它们的物性均较差。

3.盖层条件

珠江口盆地第三系地层中有两类盖层。一是局部性盖层，主要发育在下第三系渐新统河湖相沉积体系中，因沉积不稳定，作为盖层的泥岩厚度一般为10～20米，个别较厚，但连续性较差。如文昌19-1-2井和珠5井珠海组油藏的泥岩盖层分别为37米和8米。这类盖层虽然在局部构造上能起封闭作用，但从目前发现的油藏大多分布在其上的珠江组，说明它纵横向上连续封堵作用较差，只能作为一种局部性盖层。二是区域性盖层，主要有上珠江组，它是一套海进泥质岩，地层最大厚度895米，一般为500米上下，除盆地西北边缘及古珠江三角洲核部外，泥岩含量一般均占60%以上，单层最大厚度可达94米，一般均在50米上下，横向上连续性好，目前发现的油藏大多均限于该层之下，说明是一个良好的区域性盖层。

4.圈闭条件

珠江口盆地与其他海上盆地相比，圈闭条件好是一个突出的特点，表现在：

(1) 圈闭数量多　据"珠江口盆地油气资源评价"报告记载，在早期地震构造解释中共发现圈闭面积大于10平方公里、幅度超过30米的第三系圈闭172个，圈闭总面积为7965.5平方公里。前第三系基岩圈闭149个，圈闭面积8901.5平方公里。1982年对外合作勘探以后，在合作区块内又陆续发现一些新的局部圈闭，所以局部圈闭多是珠江口盆地的一大特色(图2-9-1和2-9-2)。

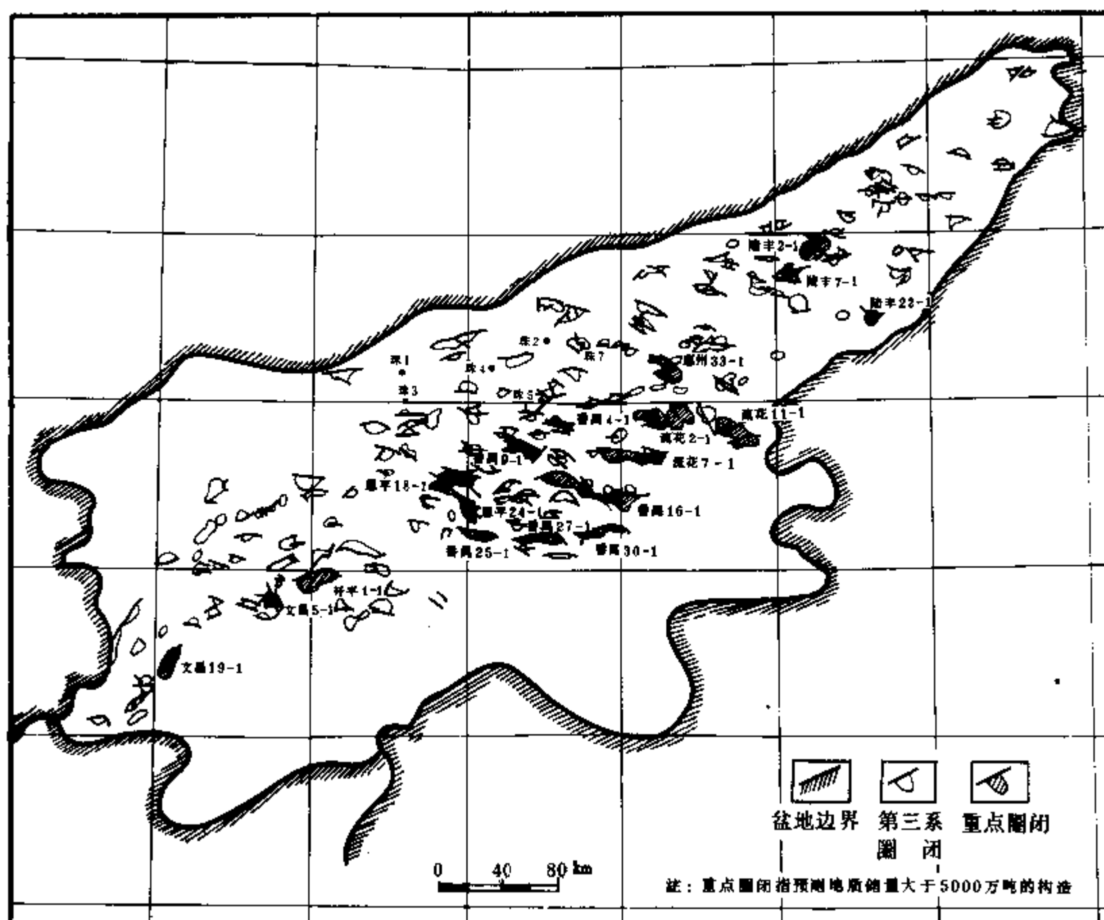


图2-9-1　珠江口盆地第三系圈闭分布图

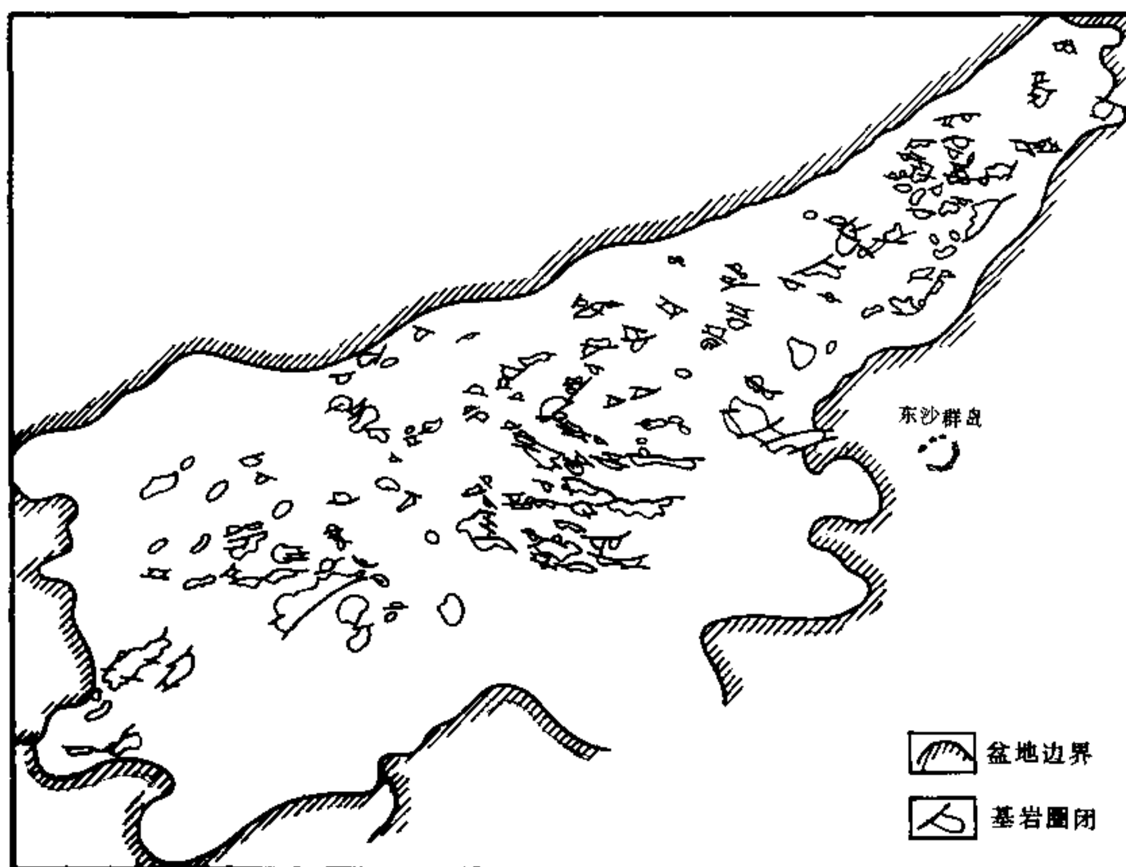


图 2-9-2　珠江口盆地基岩圈闭分布图

(2) 圈闭规模大　在上述 172 个第三系圈闭中，最大的圈闭面积为 452 平方公里，大于 50 平方公里的圈闭有 41 个，圈闭面积 4988.1 平方公里，大于 50 平方公里的圈闭个数仅占圈闭总数的 23.8%，但圈闭面积则占 62.6%。149 个基岩圈闭中，最大的圈闭面积为 635 平方公里，大于 50 平方公里的圈闭有 48 个，占圈闭总数的 32.2%，圈闭面积 6492.5 平方公里，则占圈闭总面积的 72.9%。从上述数据说明，珠江口盆地众多的圈闭中以大型圈闭为主，对形成大油气田十分有利。

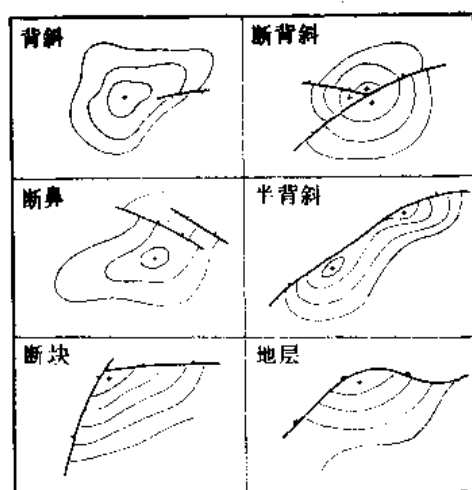


图 2-9-3　珠江口盆地主要圈闭平面形态示意图

(3) 圈闭形态以背斜和半背斜为主　珠江口盆地的局部圈闭大致可归为六种形态（图 2-9-3），即背斜、断背斜、半背斜、断鼻、断块、地层等（含超覆、不整合、岩性、礁块等无定形圈闭）。在这六种圈闭形态中以背斜（含断背斜）和半背斜（含断鼻）为主要圈闭形式，约占圈闭总数的 74%（表 2-9-1），说明盆地内的圈闭形态对控油也较为有利。

5.油气运移条件

珠江口盆地油气运移的方式较多，储集层、不整合面、断面三者构成相互衔接、互相渗透的空间格局，目前已知油气水平运移距离超过数10公里，垂直运移距离可达2公里以上，说明油气运移条件是好的。

(1) 不整合面运移　不整合面是油气运移的重要通道，在盆地内主要有二个区域性不整合面：一是第三系底部不整合面（地震T_8层），其下发育众多的基岩圈闭，其上为始新统生油层，所以这个不整合面是衔接基岩和始新统油源、形成基岩油气藏的重要条件。二是恩平组顶底区域性不整合面（地震T_7、T_8层），为始、渐新统油源创造横向油气运移的条件。

表2-9-1　珠江口盆地圈闭形态统计表

构造形态	个数					面积（km^2）				
	10～20km^2	20～50km^2	50～100km^2	>100 km^2	合计	10～20	20～50	50～100	>100	合计
背斜	12	13	8	5	38	157.7	430.2	584.3	1027.5	2199.7
断背斜	13	12	4	2	31	193.2	336.1	271.5	586.8	1387.6
半背斜	18	21	4	8	51	248.3	693.6	299.6	1490.9	2732.4
断鼻	5	1	1	1	8	79.2	21	98	131.4	329.6
断块	11	19	4		34	145.8	536.8	277.9		910.5
地层	2	4	4		10	31.6	103.9	270.2		405.7
合计	61	70	25	16	172	858.8	2121.6	1751.5	3236.6	7965.5

(2) 断面运移　目前已有实例，如文昌19-1浅层珠江组油藏的原油有明显失蜡现象，深部有下第三系大段残油显示，说明该油藏的油气是通过断面运移聚集的次生油藏。作为油气运移通道的断层常是晚期断层，所以在成油意义上有两重性，即有形成油气富集的一面；也有使油气分散，破坏的另一面。例如，恩平18-1油气显示井段达1000余米，但富集油层仅为顶部1层3米。

(3) 储集层运移　是珠江口盆地油气纵横向运移的主要通道，这是由它特定的地质条件形成的，主要是文昌组、恩平组生油层之上，上珠江组区域盖层以下的珠海、下珠江组均为海相粗屑沉积，虽然它们的岩性不稳定，但在横向上可造成间接的纵向连通。所以有人把这套海相粗碎沉积称为珠江口盆地油气的“疏导层”。从目前已知原生油藏主要发现在这段海相粗沉积的中上部来看，说明这个“疏导层”对油气运移起着重要作用。特别是东沙隆起上的流花11-1礁块大油田发现之后，地质家们普遍认为，流花11-1礁块大油田远离四邻油源40～50公里，偌大的石油聚集主要依赖这套海相储集层连通体内的大规模长距离运移，它的成油方式与我国东部陆相第三纪沉积盆地中油气短距离运移的规律显著不同，开阔了在类似盆地中找油的新思路。

二、成油组合

根据上述五个油气藏形成条件分析，结论应该是好的。但油气藏的形成决非取决于这些

条件的优越，更重要的还要看这些基本条件的相互配置关系，珠江口盆地生、储、盖、圈的配置关系具有如下特点：

一是主要生油层文昌组、恩平组位于盆地沉积剖面的下部。

二是主要储油层珠海组、下珠江组位于盆地沉积剖面的中部。

三是第三系圈闭发育层位与储油层层位相当。

四是渐新统内仅有局部性盖层，区域性盖层位于沉积剖面的上部，即上珠江组。

五是大量的基岩圈闭均位于主要生油层系之下或与之侧向接触。

六是中中新统及其以上不存在成熟生油岩，但发育有较多的圈闭和晚期断层。

正是这些特点使珠江口盆地的生、储、盖、圈组成了三种不同性质的成油组合。

*1.*下部成油组合

有两种成油方式：

(1) 新生古储式　第三系生油层、前第三系储集层、第三系盖层组成的生、储、盖组合。即是第三系生油层与前第三系基岩储集体邻接，以不整合面（第三系底）或断层面为媒介，油气侧向运移在基岩圈闭中形成的油气藏。这类成油组合形成油气藏的核心是不整合面和断层面使第三系生油层和基岩储集体邻接，所以被第三系生油层超覆的基岩圈闭，或有大断层面沟通生油层的基岩圈闭对油气富集最有利。这类基岩圈闭珠江口盆地内较多，在惠州21−1构造的基岩（石英斑岩）中见到了油斑显示。另外，华北勘探实践证明，基岩储集体的岩石类型常决定油层产能，碳酸盐岩和古老花岗岩组成的基岩储集体最为理想。珠江口盆地有可能出现由中生界碳酸盐岩和较古老花岗岩组成的基岩圈闭，在适宜的条件配合下，有可能出现高产油气田。

(2) 自生自储式　文昌组、恩平组生油层与它内部的储、盖层组成成油组合，形成原生油气藏。这类油藏油质好，但因是河湖相沉积体系的储集层，埋藏一般又较深，所以岩性多变，物性较差，岩性因素在形成油藏中起重要作用。

*2.*中部成油组合

成油方式为下生上储，即始新统、渐新统生油层和珠海组、下珠江组储集层以及上珠江组盖层构成的生、储、盖组合。油气由下部生油层进入珠海组、下珠江组疏导层运移，并在疏导层的圈闭中聚集形成油气藏。另外，这个成油组合内包括有海陆交替相和海相三角洲沉积体系，储集类型多样，圈闭类型较多，有利于形成复式油气聚集带，珠江口盆地内目前发现的油气藏主要在这个成油组合中。

*3.*上部成油组合

以次生油气藏为主，即指中、下部成油组合中的原生油气藏，由于地质作用使圈闭失控，油气沿断层或不整合面再次运移至上覆中中新统韩江组的圈闭中形成的油气藏。这类油气藏在华北盆地占重要地位，但它的原油性质较差，一般具有两高三低特征，即高密度、高粘度和低蜡、低凝固点、低硫。恩平18−1韩江组油藏可能属于此类。

此外，在这个成油组合中也可能存在下中新统生油层与中中新统储、盖层以下生上储方式形成的油气藏。

三、油气藏类型

本文对油气藏的类型划分采用圈闭成因分类法。

珠江口盆地的第三系圈闭按成因可划分为两类10种。因为基岩圈闭有其特殊性，所以也划出地层成因的潜山和构造成因的块断山两类，总起来珠江口盆地共有三大类12种圈闭

类型（图 2-9-4）。另外还需指出，据近年研究，珠江口盆地的古珠江三角洲地区存在较统一的水压头，对油气运移、聚集都产生一定影响，所以在一定条件下，在某些圈闭背向水动力的一翼可能形成水动力圈闭的悬挂油藏，但这类油藏仍是以原生圈闭为基础的，所以未将其专门分出。

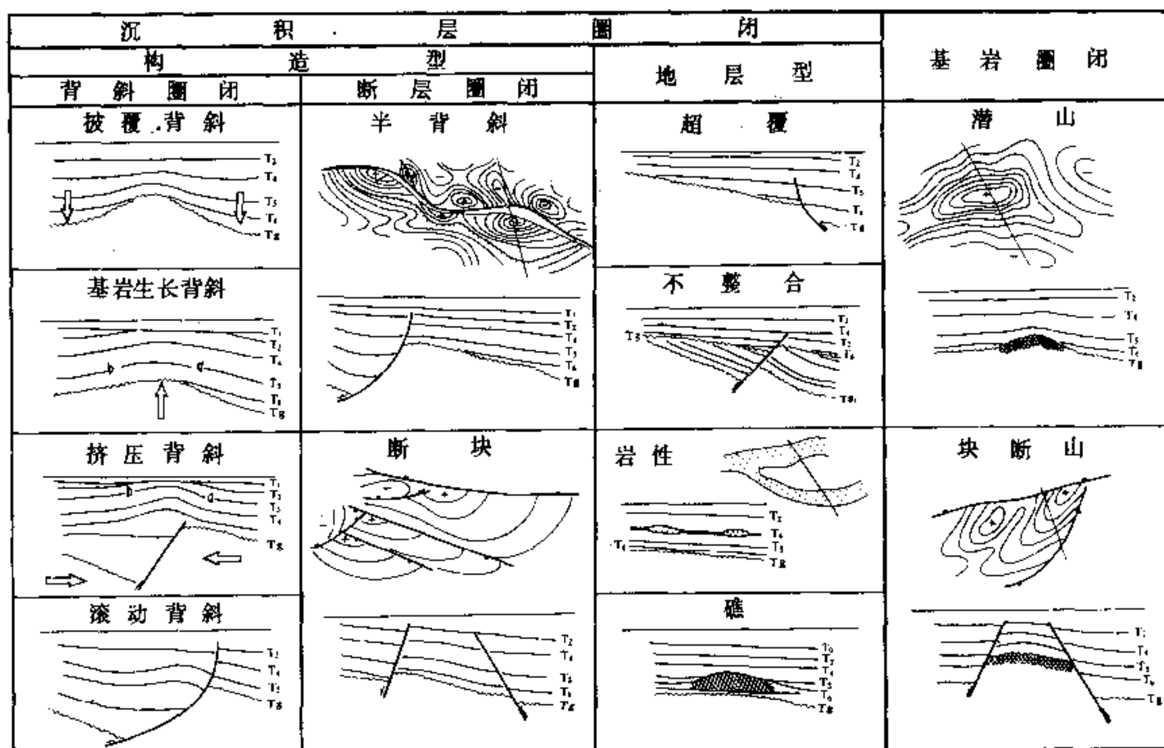


图 2-9-4　珠江口盆地圈闭类型示意图

根据上述的成油模式和圈闭类型，珠江口盆地将会出现如图 2-9-5 内所列的油气藏。

目前珠江口盆地发现的油气藏中以背斜油藏为最多，各类圈闭中以披覆背斜的勘探成功率最高。如：

文昌 19-1 珠江组油藏为挤压背斜圈闭。

西江 23-1、24-3、惠州 21-1、26-1、33-1（砂岩），以及陆丰 13-1、13-2、22-1、15-1（砂岩）均为披覆背斜圈闭。

恩平 18-1 韩江组油藏和番禺 3-1 珠海组油藏，它们的构造背景虽然是半背斜，但实际起控油作用的还是构造高部位的那部分披覆背斜圈闭。

西江 24-1、30-2、惠州 27-1 以及文昌 19-1-2 珠海、珠江组油藏是滚动背斜圈闭。

惠州 33-1、陆丰 15-1、流花 11-1、流花 4-1 珠江组石灰岩油藏则是基岩隆起背景上的地层礁块圈闭。

文昌 9-2 珠海、珠江组油气藏也为断鼻一背斜圈闭，该构造成因目前尚有分歧，有人认为可能是泥拱。

上述油藏实例详见下章。

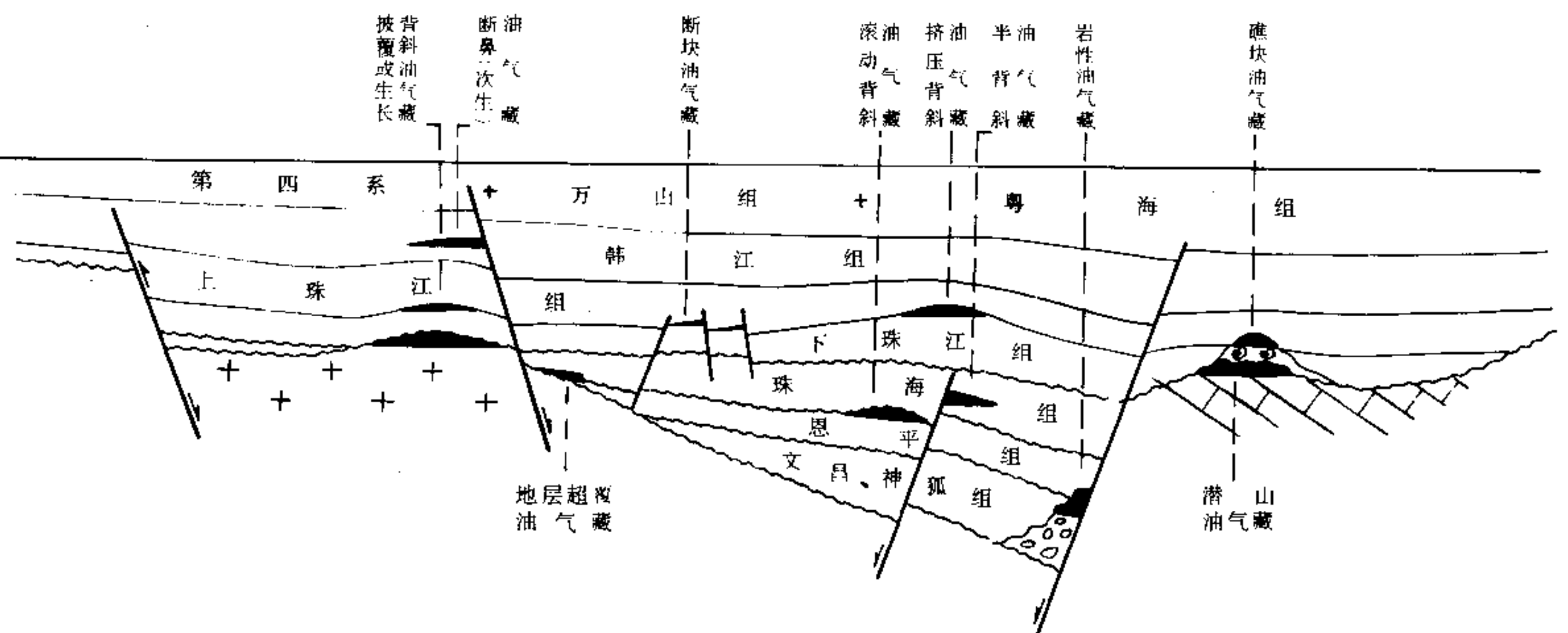


图 2-9-5 珠江口盆地油气藏类型预测图

第二节　油气富集规律

一、生油凹陷控制油气分布，生油主凹陷是油气富集区

生油凹陷控制油气分布，生油主凹陷为油气富集区是油气分布的一般规律，珠江口盆地也不会例外，这一点我们可以从图 2-9-6 中看得很清楚。凡已钻探获得油气的构造，或在生油凹陷中，或为生油凹陷的近邻。流花 11-1 油田远离生油凹陷，它的油藏形成的特殊条件将在下文中讨论。

但从钻探状况看，同是生油凹陷也有油气贫富之分。目前油气最富集者当数惠州凹陷，惠州凹陷是珠一坳陷中上、下第三系的沉积中心，三套生油层发育均较好，特别是文昌组生油层有效生油岩厚度大、有机质丰度高、埋藏深、成熟度高、生油潜力大，是珠一坳陷的生油主凹陷，所以它形成了油气富集区。这样的生油主凹陷在珠二、珠三坳陷内也应该存在，珠三坳陷的文昌凹陷是渐新统煤系生油层发育区，目前已发现两个含油构造，其中文昌 9-2 富产天然气及凝析油，很可能是一个富气的含油区。

二、区域性盖层是形成富集油气田的重要条件

珠江口盆地目前已知的含油气情况与区域性盖层的分布有着十分密切的关系，主要表现在以下三个方面：

第一，目前已钻获的含油构造主要分布于区域性盖层上珠江组泥岩含量大于 50%的地区（图 2-9-7）。

第二，目前的产油层位主要分布在区域性盖层上珠江组以下的下珠江组和珠海组中。

第三，当上珠江组的泥岩含量大于 60%时，含油构造的油层较为集中，油气较为富集，如西江 24-3、24-1，惠州 21-1、33-1 等构造。有三个含油构造上的珠江组泥岩含量变为 50～60%之间，则就出现三种情况：①油层薄而分散，如番禺 3-1；②石油上窜到韩江组，原油也因降解而变稠，如恩平 18-1；③石油虽然没有上窜，但原油遭受降解而物理性质变差，如文昌 19-1。上述现象说明，当盖层条件变差后，圈闭的上封和侧堵就会失控，使油气逃逸和遭受破坏。还值得一提的是，恩平 18-1 和番禺 3-1 这两个较大型的背斜构造，经钻探证实，它们的油气主要受高点的背斜圈闭控制，而靠断层控制封闭的那部分半背斜圈闭不含油，说明当盖层条件变差后，断层是油气逃逸的窗口，只有最严格封闭的背斜圈闭才能起到控制油气的作用。

综上所述，在珠江口盆地要形成富集的大、中型油田，存在区域性盖层是一个十分重要的条件。

三、油气运移主要方向上有利于形成油气富集带

每个生油凹陷都有其形成油气富集带的规律，珠江口盆地有关这方面的资料还不多，但惠州凹陷的勘探程度相对较高，研究表明，在油气运移的主要方向上有利于形成油气富集带，油气富集规律有其特殊性。

惠州凹陷油气运移的主要方向为东南向，造成东南向运移的因素有两个：

(1) 构造因素　惠州凹陷南侧紧邻东沙隆起，它是一个长期古隆起，早第三纪时是个水上隆起，晚第三纪时则是水下隆起，特别是它的活动性较大，晚至中中新世末尚在活动，且露出水面遭受剥蚀，晚中新世以上地层在最高部位缺失。一般而言，活动性较大的古隆起常是油气运移的指向，特别是生油层主要排烃期内活动的古隆起更是油气运移的指向。惠州凹

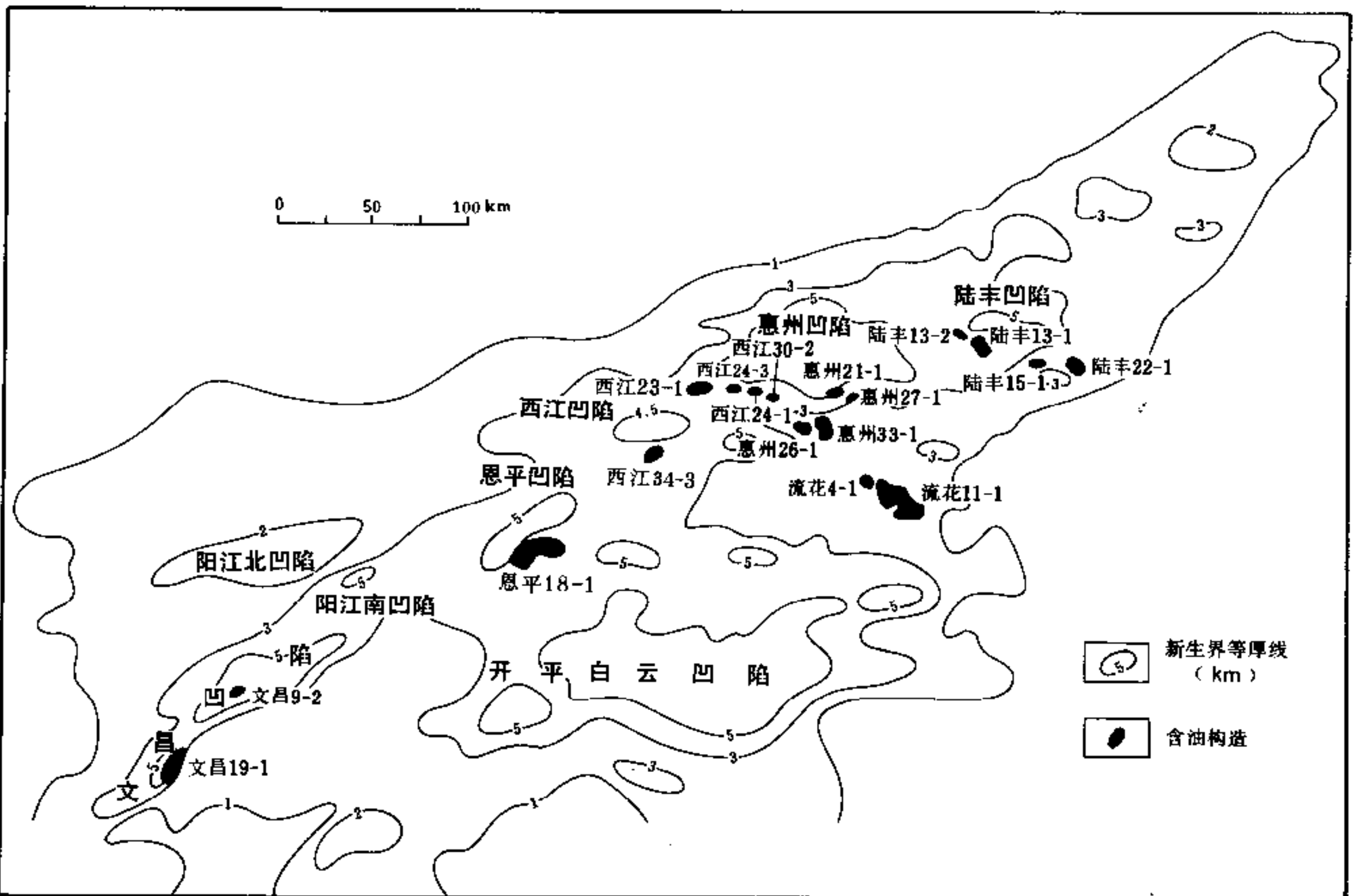


图 2-9-6　珠江口盆地含油气构造与凹陷关系图

图中含油气构造包括油气田

陷始新统文昌组生油层的排烃期由渐新世晚期到上新世，但主要排烃期则在中新世（图2-9-8）。恰好和东沙隆起那时的上升期相呼应，使惠州凹陷的油气沿着伸入生油凹陷的构造脊向东沙隆起运移。

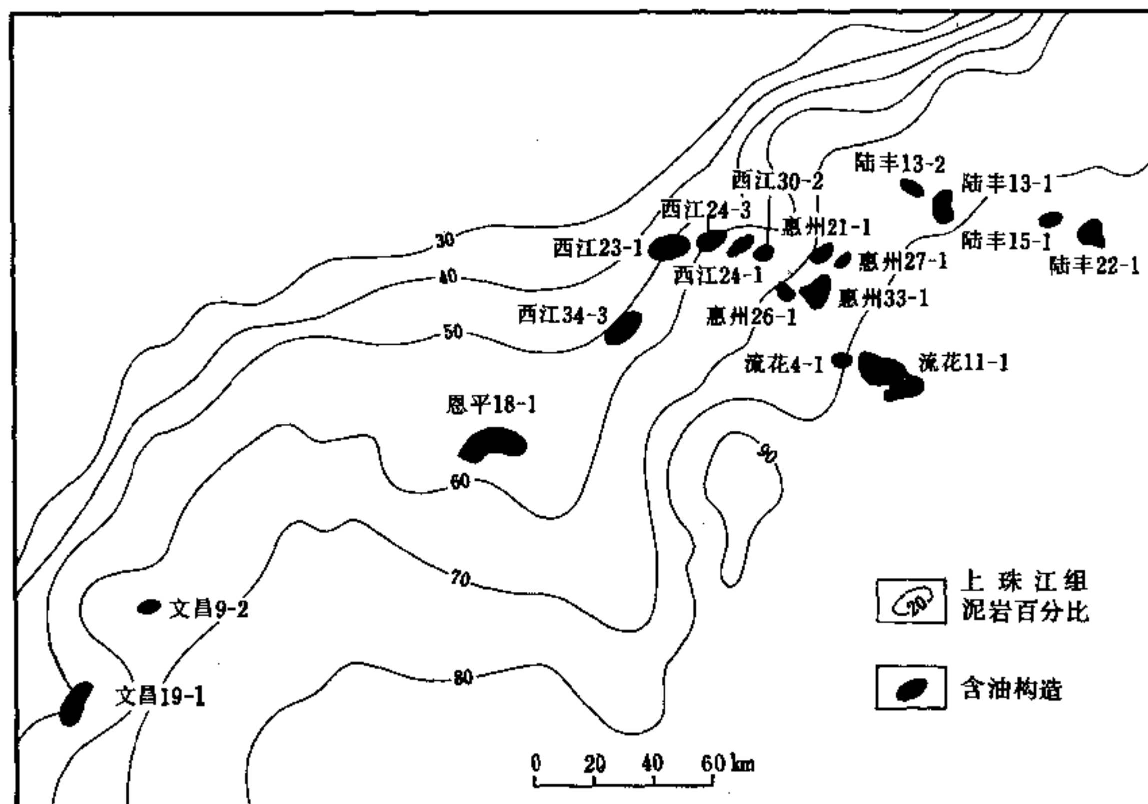


图 2-9-7 珠江口盆地上珠江组区域性盖层与含油关系图

(2) 水动力因素 早中新世珠江口盆地中部是古珠江三角洲的发育区，这个三角洲的核部位于恩平坳陷和西江凹陷以北，前缘位置达番禺低隆起和东沙隆起西北边部。这个古三角洲有一个统一的水动力系统，供水区在古珠江口，流向为西北—东南，泄水区在番禺低隆起上的番禺 20-1、21-1 构造一带，那里的近东西向断裂可能是排水窗口，是个开启性地区。❶

惠州凹陷位于上述古珠江三角洲东侧，珠江组上部为海湾相泥质沉积，珠海组和下珠江组为海相粗粒沉积，从而构成了上珠江组区域性盖层以下、文昌组油源层以上不连续的渗透层连通体，在古珠江三角洲统一水动力作用下，形成惠州凹陷的油气向东向南连续运移的大方向。

在惠州凹陷油气向东向南运移的道路上，当遇到适当的条件，就可能形成油气富集区。东沙隆起北侧裙边带（含惠州凹陷南侧和东侧），就是最典型的一个例子。该处的有利条件有：

1）位于惠州凹陷油气运移的通道上。

❶南海东部石油公司，1985，"珠江口盆地（东部）勘探成果、石油地质条件分析及勘探部署意见"。

2）该处位置围绕惠州凹陷东缘及南缘，发育以下四个构造带：一是东部惠陆基岩披覆背斜带，它是东沙隆起东部伸向惠州、陆丰两凹陷间的一个基岩构造脊。二是东沙隆起西部伸向惠州、西江两凹陷间的惠州 33–1 基岩鼻状构造脊，该脊西起西江 23–1 基岩披覆背斜，经惠州 33–1 基岩披覆背斜到最高点流花 11–1 构造。三是珠一南断裂构造带，该带东西向分布，长约 150 公里。四是东沙隆起中部伸向惠州凹陷的陆丰 25–1 基岩鼻状构造脊。

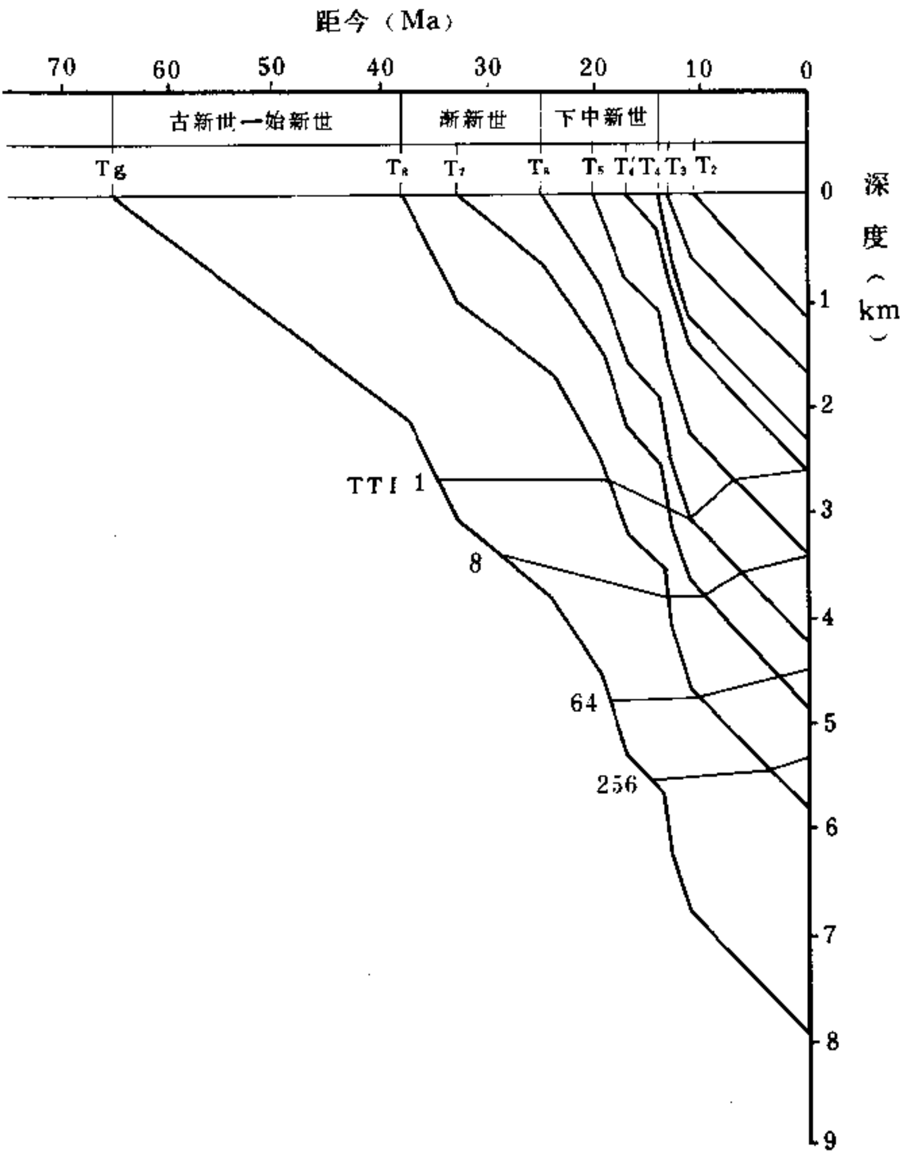


图 2–9–8　惠州凹陷埋藏热演化曲线（据时间温度指数所作）

上述四个构造带上发育有大量的基岩披覆背斜，滚动背斜、半背斜以及礁块圈闭，圈闭条件十分理想。

3）早中新世，该处是古珠江三角洲有利储集相带和生物滩礁相区，晚期沉积的上珠江组为前三角洲泥，所以储盖组合配置适当（参见图 2–3–25、26、27）。

目前在该区已钻探证实三个油气聚集带，即惠州基岩披覆背斜油气聚集带，珠一南断裂

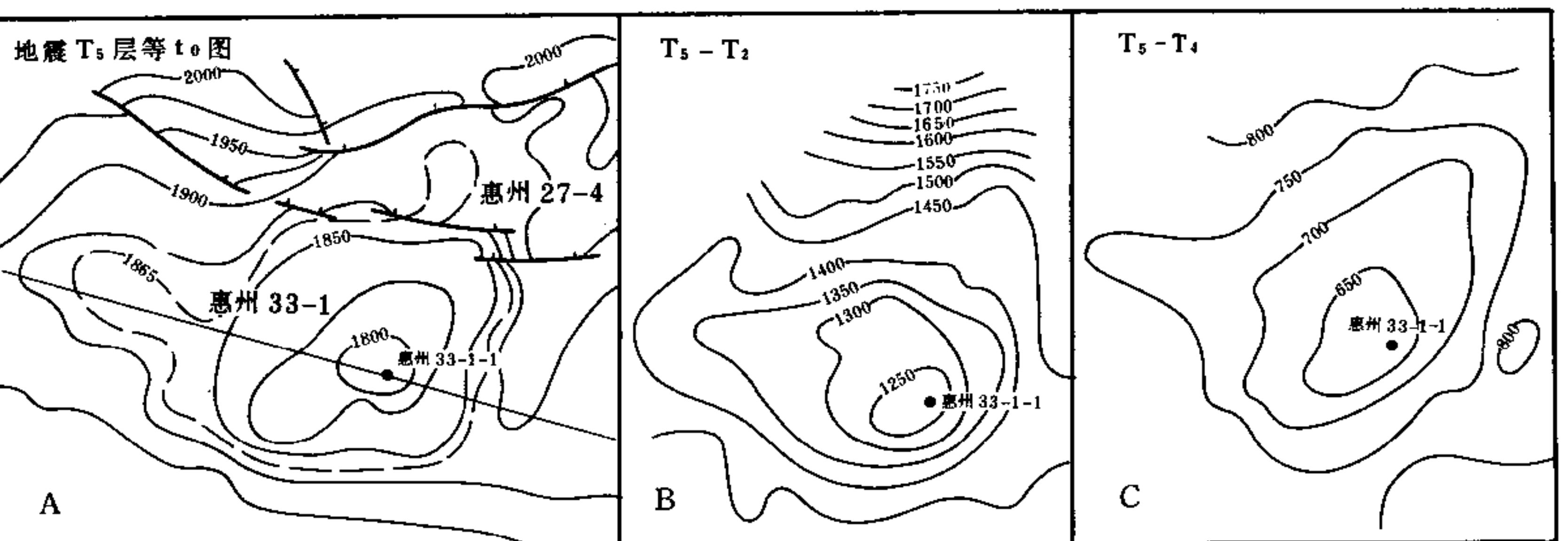


图 2-9-9 珠江口盆地惠州 33-1 构造地震 T_5 层构造发育史简图

A—T_5 层等 t_0 图，单位为毫秒；B—T_5~T_2（相当珠江组 1~3 段+韩江组）厚度图，单位为米；

C—T_5~T_4（相当珠江组 1、2、3 段）厚度图，单位为米

构造油气聚集带和惠州 33-1 基岩鼻状构造脊油气聚集带。这些油气聚集带的形成，说明在惠州凹陷油气运移大方向的背景上，油气沿着一些主要的轨迹进行运移，这类运移轨迹就是隆起伸向凹陷的构造脊（参见图 2-2-7），按此推断，目前尚未钻探的陆丰 25-1 鼻状构造脊将有较大的含油气远景，惠州凹陷这个油气富集区还可能有较大的发展。

四、生油层大量排烃期前和同时发育的圈闭有利于形成富集油气藏

惠州凹陷内已知的含油构造，它们的构造发育史大致相近，构造常是晚渐新世发生，早中新世到中中新世发育，上新世定型，图 2-9-9 概略的反映该构造这段时间的发育情况。

从图 2-9-8 可知，惠州凹陷主要油源层充分成熟时间在中新世，可以看出含油构造的发育时间基本与生油层的大量排烃期相一致，所以这些构造都捕获了油气，形成油气藏。相反，一些中新世后发育的晚期构造，一般都不含油气，例如惠州 8-1 构造。

通过上述油气富集规律的分析，初步可以认为以下四个基本条件有利于形成富集高产的大中型油气田：

1）存在渐新世—中新世发育的大中型圈闭。

2）圈闭位于生油凹陷或油气运移的主要方向上。

3）圈闭内以珠海组、珠江组海相砂岩和礁灰岩为储集层，具备高产条件。

4）上珠江组泥岩盖层含量不少于 60%，有好的上封侧堵条件。

第十章　油气田及含油气构造各论

珠江口盆地开展对外合作以来，在油气勘探方面取得了一定成果。截至1988年12月，先后在珠一坳陷、珠三坳陷和东沙隆起上的恩平18−1−1、文昌19−1−1、惠州33−1−1、西江24−3−1、惠州21−1−1、西江24−1−1、惠州27−1−1、陆丰15−1−1、陆丰22−1−1、西江23−1−1、陆丰13−1−1、陆丰13−2−1、流花11−1−1、惠州26−1−1、西江30−2−1、文昌9−2−1以及珠5等17口探井中获油气流，发现了上第三系中新统韩江组的油层、珠江组以及下第三系渐新统珠海组的油层和气层。在西江24−3、惠州21−1、陆丰13−1、惠州26−1以及流花11−1构造钻了评价井，基本搞清了油层分布、油层构造形态和圈闭面积。至1988年底，共发现西江24−3油田、惠州21−1油气田、陆丰13−1油田、惠州26−1油田、流花11−1油田等4个油田和一个油气田以及恩平18−1、惠州33−1、惠州27−1、西江24−1、陆丰15−1、陆丰22−1、西江23−1、陆丰13−2、西江30−2、番禺3−1（西江34−3）和文昌19−1、文昌19−2等11个含油构造和1个含油气构造（参见图2−2−6）。现将各油气田和主要含油气构造按发现先后顺序分述如下。

第一节　番禺3−1（西江34−3）含油构造

一、概况

番禺3−1含油构造（现命名为西江34−3含油构造），处于15／33合同区块中部，在香港以南约126公里，水深82米，是珠江口盆地发现的第一个含油构造。

1979年5月31日—7月9日，地质部在该构造高点部位钻了珠5井，完钻井深3262.34米，取芯进尺9.1米，岩芯长8.16米，收获率89.87%，其中油层井段仅有0.24米岩芯。1979年8月11～22日分两段试油，分别获得日产油43.7立方米和252立方米，证实了该含油构造。珠5井是珠江口盆地的第一口发现井，这个发现为珠江口盆地的石油勘探开拓了光明前景，也为南海海域全面勘探提供了宝贵的信息和资料。

1983年1月，中国海洋石油总公司勘探开发部地质评价组在构造评价中认为该构造是一个面积超过100平方公里的大型背斜。1983年10月29日与日本南海株式会社美国格蒂石油公司（简称珠江）正式签订合同后（合同生效期为1983年12月1日），作了测网密度1×1公里的地震工作，重新落实了圈闭（图2−10−1）。

目前该构造共有三口井，珠5井以南800米处的西江34−3−1井钻到珠5井的油层；而在构造西南，离珠5井约8公里处的番禺3−1−1井，构造位置比珠5井高，但未见油层，说明该构造南北为两个独立圈闭，并将北边的含油圈闭命名为西江34−3含油构造。

二、构造位置及圈闭

西江34−3含油构造，位于珠江口盆地珠一坳陷西江凹陷南缘，由于地震剖面分辨率较低，造成断层组合及圈闭落实程度较差。

西江34−3构造是一个向四周倾斜的短轴背斜，T_6层圈闭面积6平方公里，幅度50米，构造东翼被两组断层切割，圈闭内部仅有一条北倾的小断层（图2−10−2A）。

三、储集层

该构造油层主要分布在下第三系珠海组的陆相砂岩中，深度2426～2951米，油层厚度13～24米。相当于区域上的第六油层组（2800米以上）和第七油层组（2800米以下）。2800米以下的油层是该构造主力油层（图2-10-2B）。

油层岩性为细一中粒砂岩，为河流、湖泊快速堆积而形成，物性很不理想，孔隙度为10～18%，空气渗透率125×10^{-3}～130×10^{-3}二次方微米，含油性和物性变化明显受岩性控制。

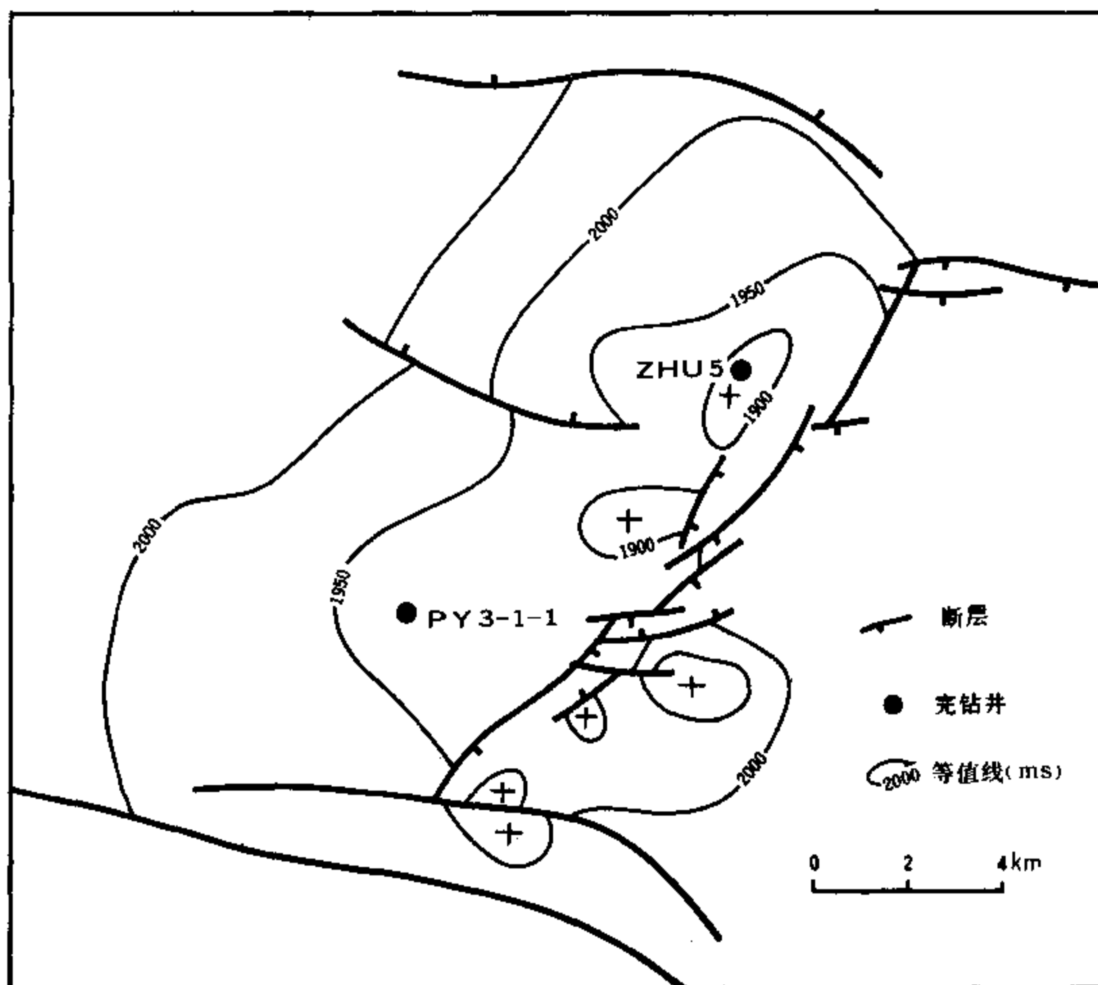
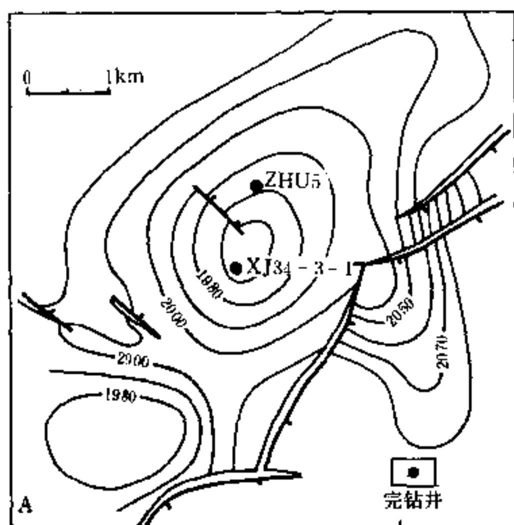
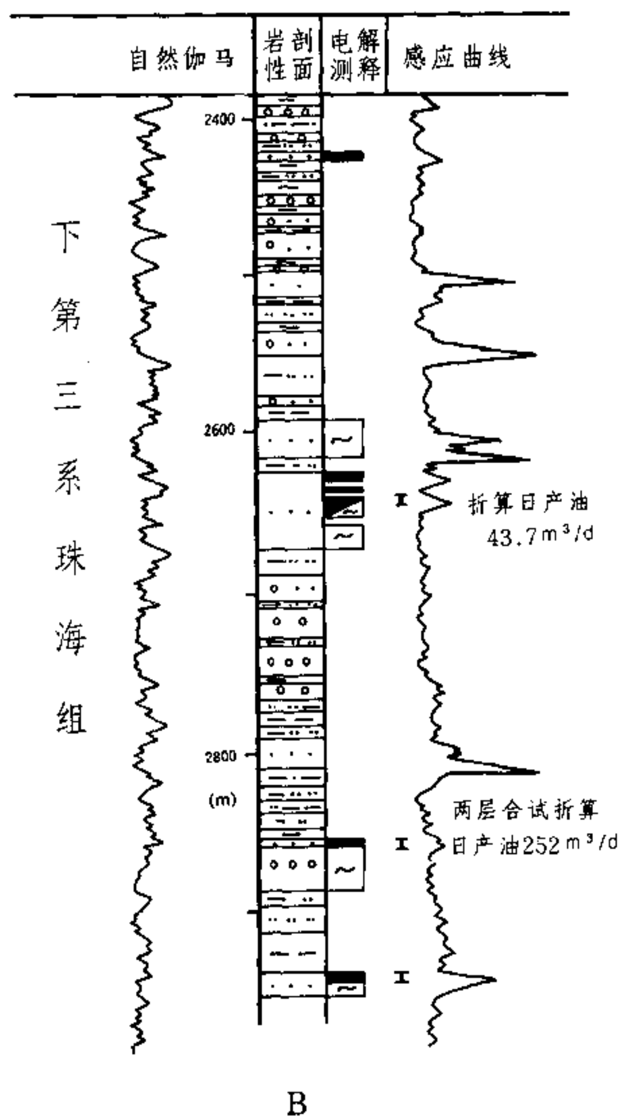


图2-10-1　番禺3-1构造T_6层等t_0图（测网密度1×1公里）

四、油气藏类型及流体性质

该构造有两种类型油藏，即边水油藏和底水油藏（图2-10-2C），共有五个油藏，各有自己的油水界面。珠5井补芯海拔29.7米，西江34-3-1井补芯海拔19.5米，主力油藏油水界面-2949米，油柱高12米。原始地面压力29.13兆帕，油层温度129℃，压力系数1.06，为正常压力系统。





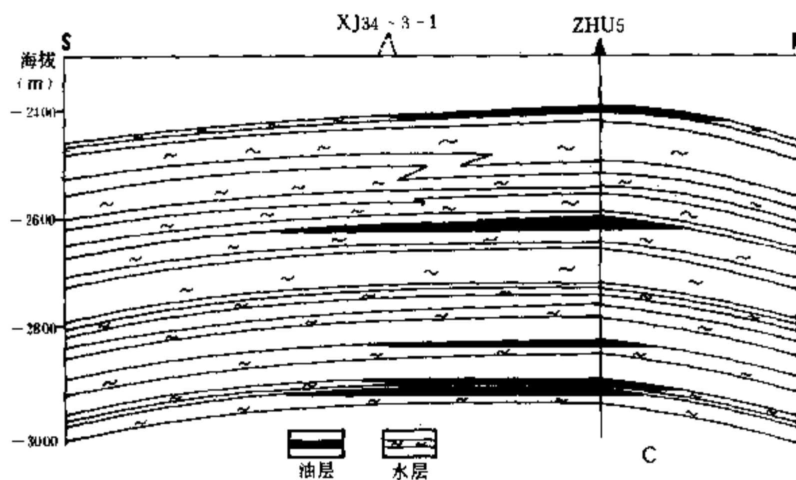


图 2-10-2 西江 34-3 含油构造综合图

A—绿层（相当于 T_0 层）等 t_0 图（单位：毫秒）（由作业者提供）；B—珠 5 井油层柱状图；C—油藏剖面图

地面原油密度 0.839～0.845 克／厘米^3，粘度为 11～11.6 毫帕秒，含蜡量 15.2～26.5%，含硫量 0.04～0.21%，凝固点 34～39℃，属于低硫石蜡基原油。天然气成分主要为轻烃。地层水氯离子含量 16296～15039 毫克／升，总矿化度 27581～25864 毫克／升，属氯化钙水型。

第二节　文昌 19-1 含油构造

一、概况

文昌 19-1 构造是珠江口盆地西部对外合作以来发现的第一个含油构造，该构造处于 14／01 合同区块内，西南距海口市约 200 公里，水深 120～130 米。

1979 年曾作过地震普查，1981 年石油部珠江口盆地油气资源评价组经地震解释后发现该构造，并被评价为一类构造。1983 年 8 月 26 日与美国埃索石油公司正式签订合同后(1983 年 9 月 1 日生效)，将地震测网加密到 1×2 公里，重新落实了圈闭。1984 年 2 月 15 日～4 月 16 日在构造高部位钻了文昌 19-1-1 井，完钻井深 3845 米，发现了上第三系中新统珠江组油层，同年 4 月 24 日试油获得日产 44 立方米的油和少量气，证实为含油构造。

1984 年 6 月 4 日～7 月 29 日，在文昌 19-1-1 井以南约 8 公里处钻了文昌 19-1-2 井，完钻井深 3331 米，发现一套下第三系渐新统珠海组油层，试油获得日产油 502 立方米、气 89520 立方米，证实该构造有两套油层。

在该构造上共钻 4 口井，均进行取芯，共计取芯进尺 256.37 米，岩芯长 203 米，收获率 79.2%，除 1、2 号井见油流外，在 2 号井以东的文昌 19-1-4 井中仅钻遇下第三系始新统文昌组的低渗透性含水油层，试油未获工业油流。文昌 19-1-3 井为干井，但在该井钻到一套 500 多米厚的始新统褐色页岩，证实了珠江口盆地存在良好的生油岩。

1987 年进行了三维地震的采集、处理和解释工作，进一步落实了断层，为地质研究和油藏评价提供了可靠的资料。初步估计，探明含油面积约 3 平方公里。目前仍处于评价阶段。

二、构造位置及圈闭

该构造位于珠江口盆地珠三坳陷文昌凹陷东侧陡翼上，是一个多期发育的复合型构造。轴向北东，珠江组构造较完整，为挤压背斜，T_5 层圈闭面积为 129 平方公里，幅度 190 米；珠海组构造较复杂，圈闭内被许多小断层切割，为断背斜，T_7 圈闭面积为 28 平方公里，幅度 740 米，高点比珠江组偏南约 8 公里。

东侧大断层控制构造发育，基岩断距大于 3000 米，珠江组底断距仅 40 米；圈闭内小断层在油层部位仅有 30～80 米的断距。断层对油气分布起到明显的控制作用。

三、储集层

该含油构造油层主要分布在上第三系珠江组和下第三系珠海组（图 2-10-3)。含油井段 1269～1780 米，长达 511 米。珠江组油层埋深 1269～1414 米，厚度 4.7 米，为滨海相砂岩；珠海组油层埋深 1689.1～1781.8 米，厚度 57.3 米，属于河流入湖的河口水下扇。油层岩性以细粒海绿石石英砂岩及长石石英砂岩为主，孔隙类型主要为粒间孔。孔隙度 25.7%，空气渗透率 449×10^{-3} 二次方微米，有效渗透率 $141\sim815\times10^{-3}$ 二次方微米。珠海组油层具有工业油流，为主力油层。

四、油藏类型及流体性质

上第三系珠江组有两个边水油藏，下第三系珠海组为一个具有统一油水界面的底水油

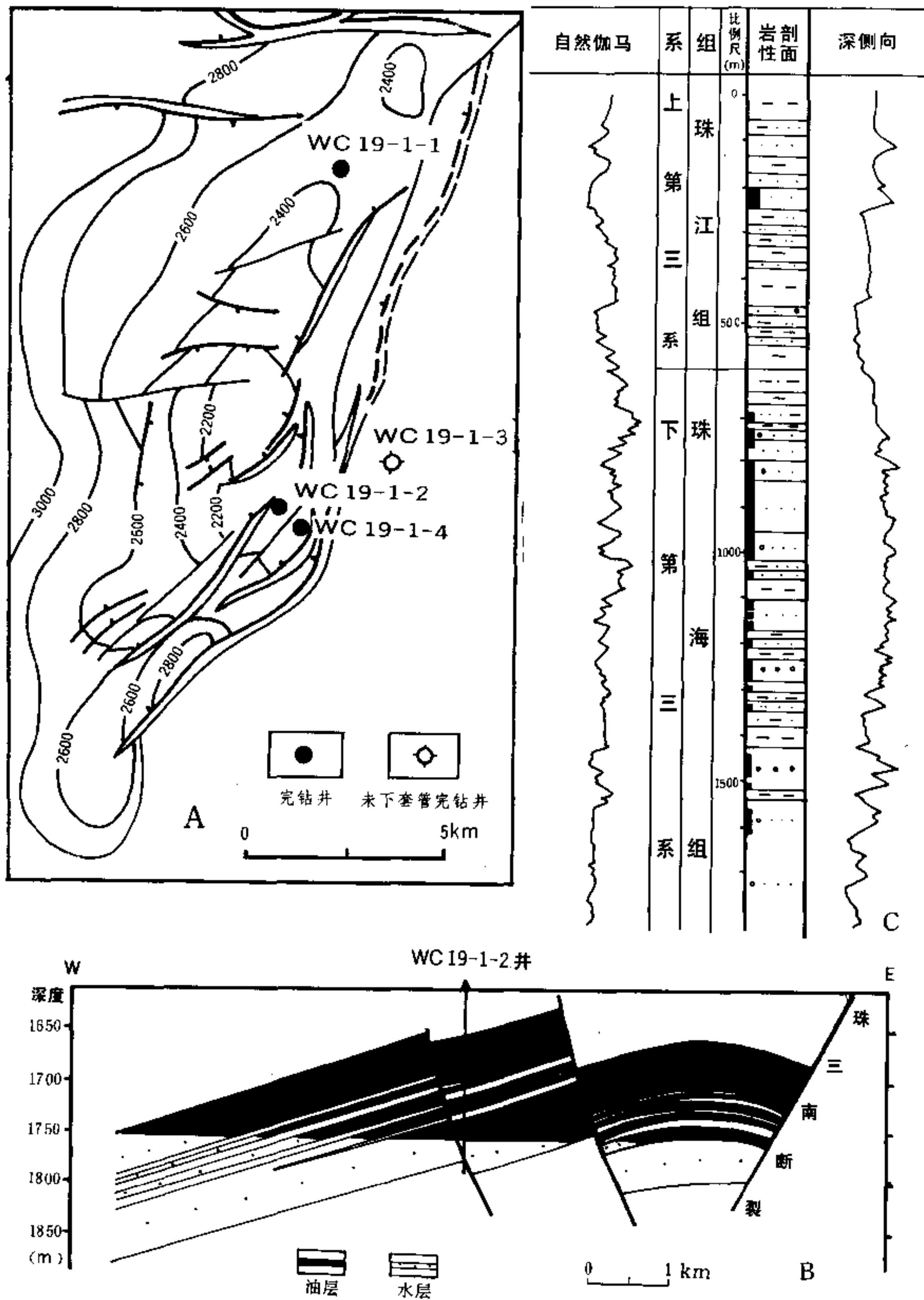


图 2-10-3　文昌 19-1 含油构造综合图

A—T_5 层等 t_0 图（单位：毫秒，测网 3×6 公里）；B—油藏横剖面图；C—文昌 19-1-2 井油藏柱状图

藏，油水界面为-1754米（补芯海拔26米）；珠海组油藏原始地层压力18～18.37兆帕，压力系数为1.02，属正常压力系统的油藏（图2-10-4B、C）。地面原油密度为0.8478～0.8754克／厘米^3，粘度为8～12.7毫帕秒，含蜡量22.7～24.4%。含硫量0.07～0.12%，凝固点32～33℃。地下原油粘度1.58毫帕秒，饱和压力为7.9～8兆帕，属低饱和的底水油藏。油层温度88～93℃。

第三节　惠州33-1含油构造

一、概况

惠州33-1构造处于16／08合同区块南部，在香港东南约170公里处，水深116米。

1979年，以3×6公里测网密度完成了地震普查。1981年，石油工业部珠江口盆地油气资源评价组进行地震解释，发现本构造圈闭类型好，被评为一类构造。1983年12月2日与意大利的阿吉普、美国的雪弗龙和德士古石油公司（简称ACT集团）正式签订合同后（生效期为1984年1月1日），将地震测网加密到1.5×1.5公里，重新落实了圈闭，并发现有明显的礁反射特征（图2-10-4A）。

1984年10月1日～12月9日在构造高部位钻了惠州33-1-1井，首次发现石灰岩油藏，完钻井深2731米。石灰岩及其以下的油层经DST测试均获油流，证实该构造含油。初步研究圈定含油面积3.5平方公里。

二、构造位置及圈闭

惠州33-1构造位于珠江口盆地东沙隆起北缘，是一个在基岩隆起上发育的披覆背斜，早中新世早期有礁块发育。

构造较完整，仅在北部有三条北西向断层作为北界断层，延伸长度2～5公里，T_5层断距24～48米。石灰岩油层构造面积96平方公里，幅度225米；砂岩油层构造面积79平方公里，幅度160米（图2-10-4A、D）。

三、储集层

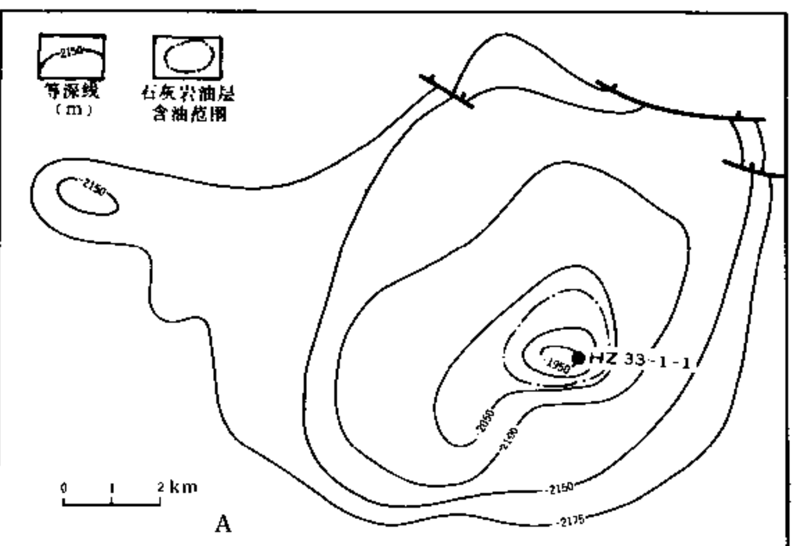
钻井揭露珠江组底部有174.5米石灰岩。油层主要分布在石灰岩及其下的下第三系珠海组厚层、块状砂岩中，区域上为第五、第六油层组。石灰岩纵向上裂缝发育程度不同，可分三段：即石灰岩裂缝发育段（1989.5～2064米）；孔隙发育与致密灰岩互层段（2064～2092米）；致密段（2092～2164米）。油层厚度70.5米，属生物礁灰岩，储集类型为裂缝—孔隙型；电测解释孔隙度平均为6.6%，有效渗透率1131×10^{-3}二次方微米。

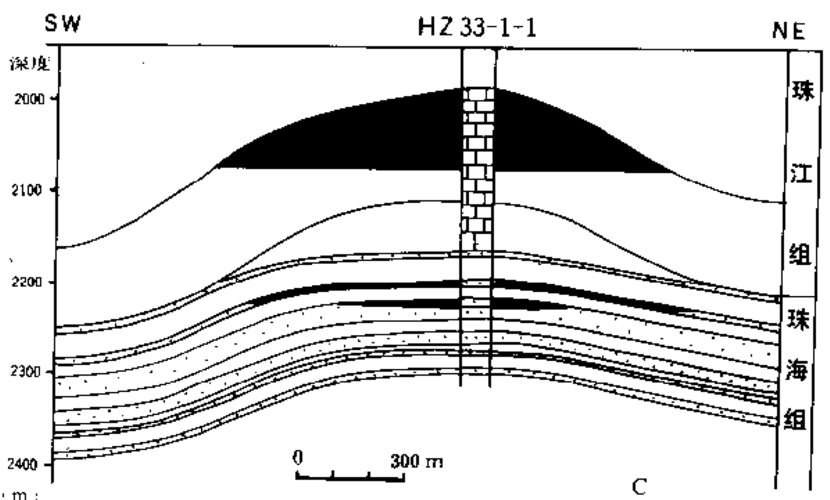
砂岩油层为浅海相砂岩，以中粒为主，油层厚15.4米，孔隙度为24%，渗透率为37.5～2807×10^{-3}二次方微米。

四、油气藏类型及流体性质

该构造共有三个油藏，即一个石灰岩油藏（底水油藏）、两个砂岩油藏（边水、底水油藏），电测仅确定一个砂岩油藏油水界面（-2199米），石灰岩油藏油水界面还存在争议，为-2138.5米或-2050米。油水分布受构造和孔、缝发育程度控制，原始地层压力为20.4～22.6兆帕，饱和压力为19.2兆帕，为低饱和油藏；油层温度为92～98℃。

地面原油密度为0.89克／厘米^3，粘度为37.7（石灰岩）～40.6（砂岩）毫帕秒，含蜡量21%，含硫量0.21%，凝固点是34℃，地下原油粘度为10.4毫帕秒。油气比为5。天然气中甲烷含量为82.5%。





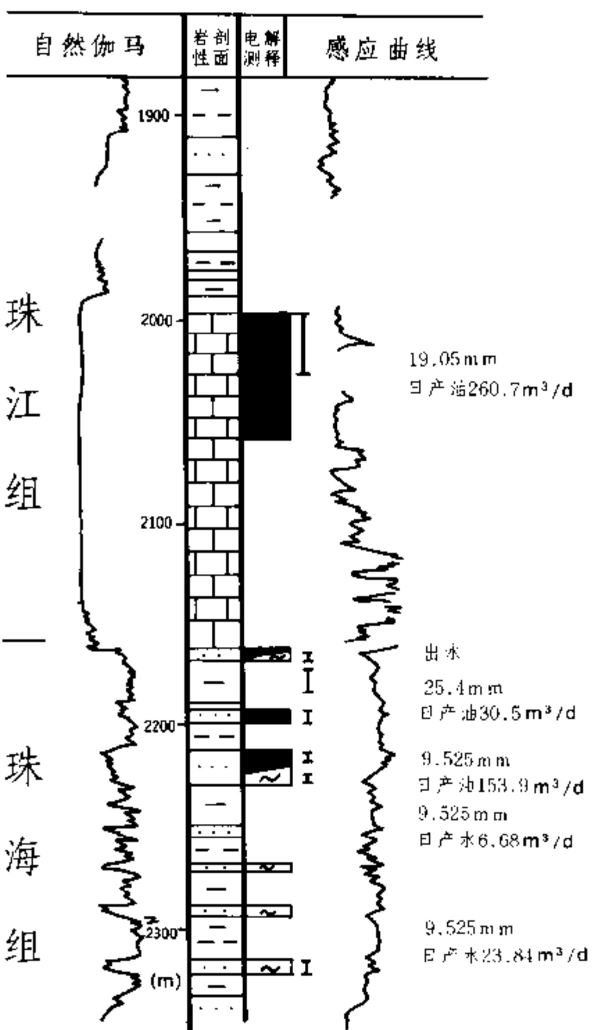


图 2-10-4 惠州 33-1 含油构造综合

A—84～0.78 测线地震时间剖面；B—T_5′（石灰岩油层顶）构造图；C—惠州 33-1-1 井油层柱状图；D—84～0.78 测线油藏剖面图

第四节　西江 24-3 油田

一、概况

西江 24-3 构造位于 15／11 合同区南端，香港东南约 130 公里，水深 100 米。

1979 年 9 月～1980 年 3 月，由雪弗龙—德士古公司作 3×6 公里测网密度的地震勘探后发现该构造，1983 年 11 月 29 日与菲利普斯公司签订了合同后（1984 年 1 月 1 日生效），用 1×1 公里测网密度进行详查，落实了圈闭（图 2-10-5D）。1984 年 12 月 7 日～1985 年 3 月 2 日在构造高点部位完成西江 24-3-1A 井，完钻井深 4319.1 米，发现了上第三系中新统的油层，1985 年 3 月 11 日～4 月 4 日，经 DST 测试获全井日产油 1116 立方米，证实为油田。

该油田共钻了 3 口井，第 2 口井 DST 测试也获得工业性油流，第 3 口井未试油。

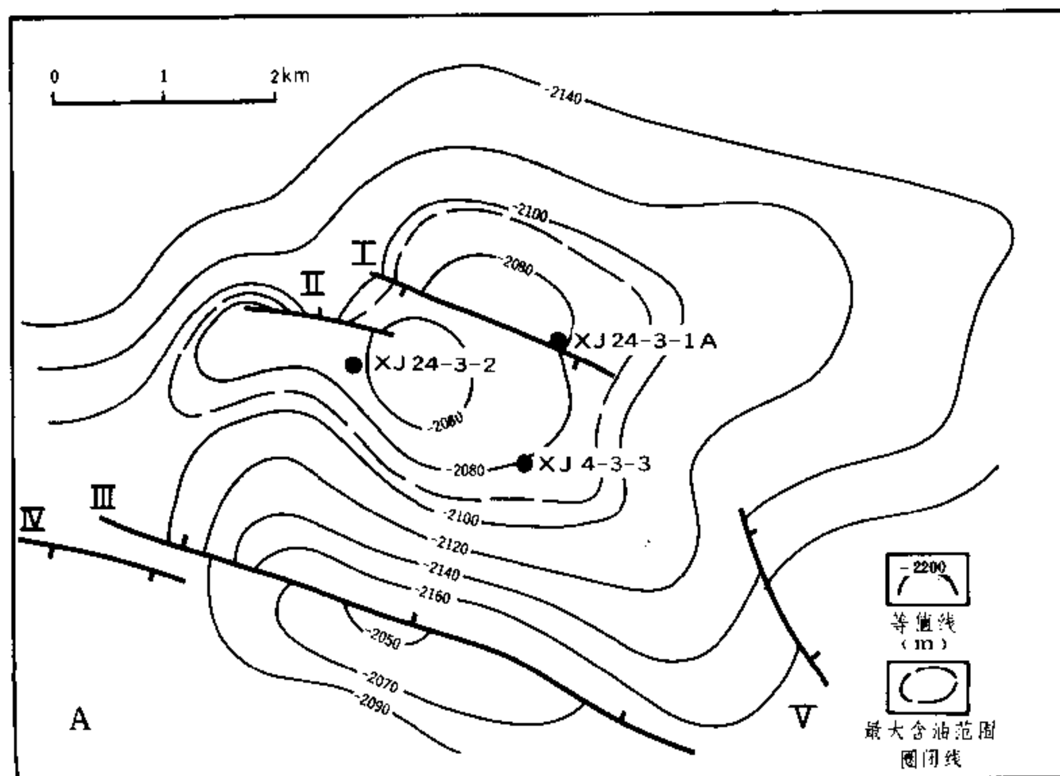
该油田进行了油田地质研究和油藏数值模拟，确定最大含油面积为 8.3 平方公里。

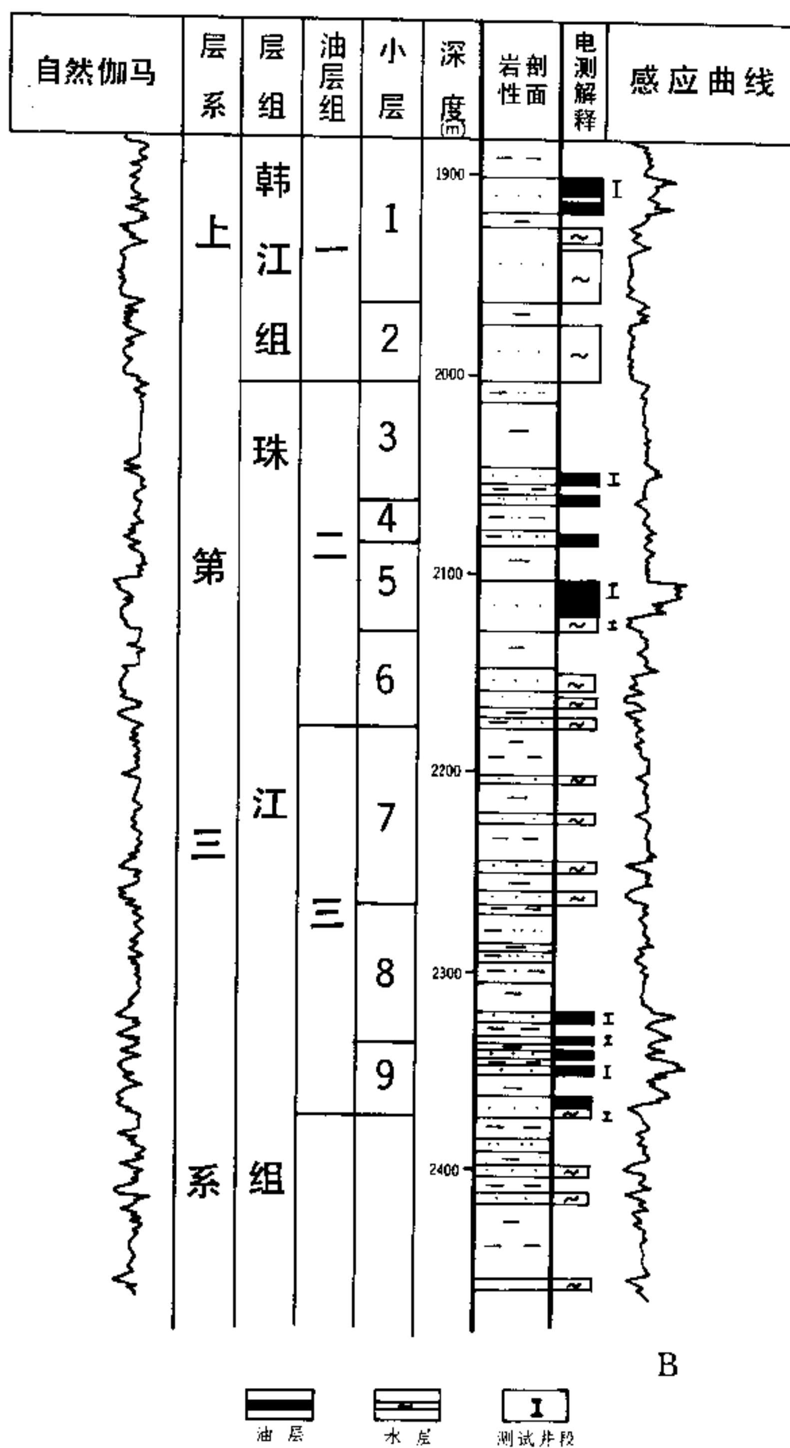
二、构造位置及圈闭

西江 24-3 构造位于珠江口盆地珠一坳陷惠州凹陷南部，在西江 24 构造带上，是一个继承性发育的背斜构造。轴向北东东，圈闭面积为 5.4～11.4 平方公里，幅度 25～46 米；构造平缓，倾角小于 5 度（图 2-10-5A）。构造较完整，主体部位仅有两条小断层，断距小于 30 米。

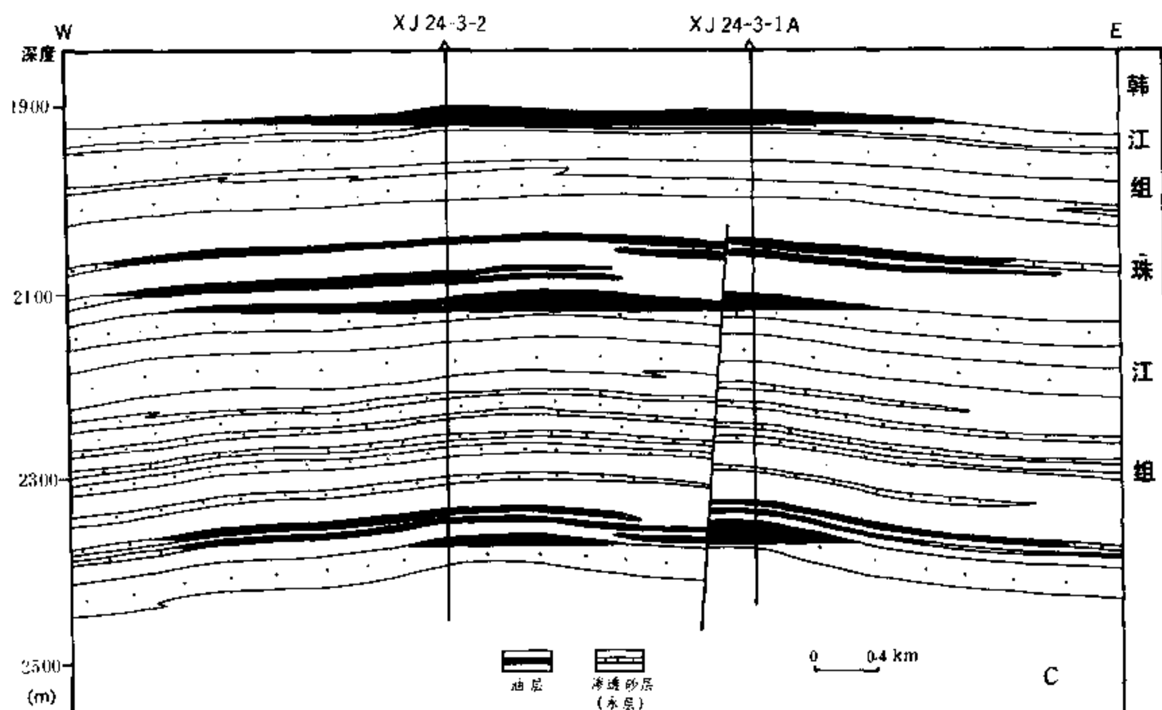
三、储集层

油层分布在上第三系中新统韩江组底部和珠江组上部，井深 1902～2369 米，长达 467 米，油层厚度从构造高部位 1 号井 42.6 米向翼部 3 号井变为 14.3 米。从上而下共划分三个油层组，9 个小层（图 2-10-5B），有 6 个小层含油（1、3、4、5、8、9 号层）。





自然伽马
层系
层组
油层组
小层
深度(m)
岩性剖面
电测解释
感应曲线
上第三系
韩江组
珠江组
一
二
三
1
2
3
4
5
6
7
8
9
1900
2000
2100
2200
2300
2400
B
油层
水层
测试井段



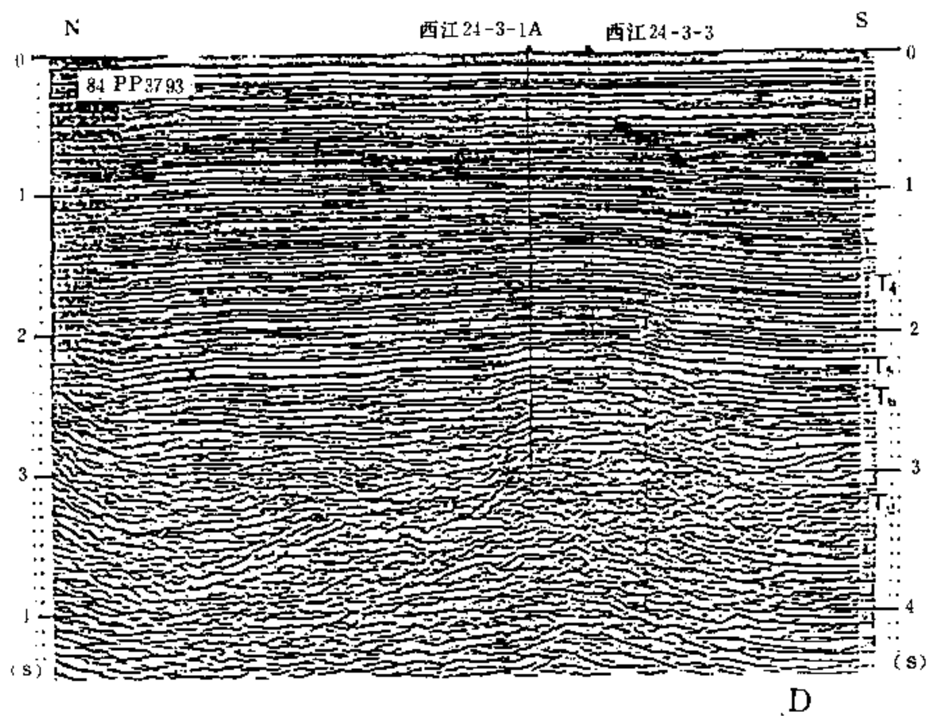


图 2-10-5 西江 24-3 油田综合图

A—5 号层油层顶面构造图（据 3 口井 VSP 资料及 1×1 公里测网地震资料）；B—油层综合柱状剖面图；C—东西向油藏剖面图；D—84PP3793 测线地震时间剖面图

储集层为三角洲滨岸相砂岩，岩性较单一，韩江组以细粒石英砂岩为主，分选好；珠江组以中粒岩屑长石石英砂岩为主，分选中等。砂岩较疏松，以泥质胶结为主，钙质局部富集。孔隙是以粒间孔及溶蚀孔为主，油层物性好，孔隙度为24～25%。空气水平渗透率800$\times10^{-3}$～3000$\times10^{-3}$二次方微米，属中高孔隙度，高渗透率的油田。纵向上孔隙度、渗透率从上向下即由油层向水层增大，平面上孔隙度变化不大，大部分油层渗透率是从构造北部向南增大。该油田主力油层为1、5、8b层。

四、油藏类型及流体性质

该油田共8个油藏，其中3个边水油藏（1、3、8b），2个底水油藏（5、9b层），3个岩性油藏（4、8a、9a）。油水分布主要受构造控制，油水界面分别为-1898.5、-2096.5、-2347.1（上盘）和-2349（下盘）米（补芯海拔19.5米），油柱高23～46米（图2-10-5C）。

油藏含气量很少，油气比仅为0.08米^3／米^3。原始地层压力为19.2～23.67兆帕，饱和压力为0.56～1.16兆帕，属低饱和压力的油田。油层温度为72.8～93.9℃，压力系数为1.005～1.012，为正常压力系统油田，区域上水体在一定范围内连通，有一定的底水（或边水）驱动能量。

地面原油密度为0.8255～0.8915克／厘米^3，粘度为4.8～13.7毫帕秒，为高凝（22～42℃）、高蜡（15.4～27.2%）、低硫（0.03～0.08%）的石蜡基原油；天然气成分主要为甲烷（57.9%），二氧化碳含量较高（11.2%）；油层水氯离子含量为19211～19411毫升／升，为氯化钙水型。

第五节　惠州21-1油气田

一、概况

惠州21-1油气田是珠江口盆地第一个发现有气藏的油气田。位于16／08合同区块中部，距深圳160公里，水深116米。

在1979年做过3×6公里测网密度的地震采集和处理。1981年，石油工业部珠江口盆地油气资源评价组经地震解释发现该构造（图2-10-6B）。与ACT集团正式签订合同后作过1.5×1.5公里测网密度的地震工作。1985年4月26日～7月11日在构造高点部位钻了惠州21-1-1井，完钻井深4696米，发现了上第三系中新统珠江组气层和下第三系渐新统珠海组上部油层，从而发现了这个油气田。同年8月10～30日，DST测试全井日产原油2311.5立方米、气43.7立方米，珠江组气藏中含有凝析油，证实为油气田。

1985年11月—1987年1月，先后钻了3口评价井，有2口井DST测试均获工业油气流，并初步确定含油面积（叠合）为11.7平方公里。

1987年4月30日作业者正式向中方提交《惠州21-1油气田评价及总体开发方案》，即ODP报告，于1987年10月30日被国家正式批准。总计11口生产井（其中10口油井，1口气源井），4口注水井。1988年8月10日开始钻第一口生产井，油田正式进入开发实施阶段。截至1988年底，该油气田共完钻8口井，正钻1口，共5口取芯井，计划在1990年8月分投产。

二、构造位置及圈闭

惠州21-1构造位于珠江口盆地珠一坳陷惠州凹陷，是一个受基岩控制的背斜。构造比

较完整，仅北边有一条近东西向断层，油层部位断距小于 50 米。构造轴向北西—南东，圈闭面积为 7.3～9.5 平方公里，幅度小于 30 米，倾角小于 3 度（图 2-10-6A）。

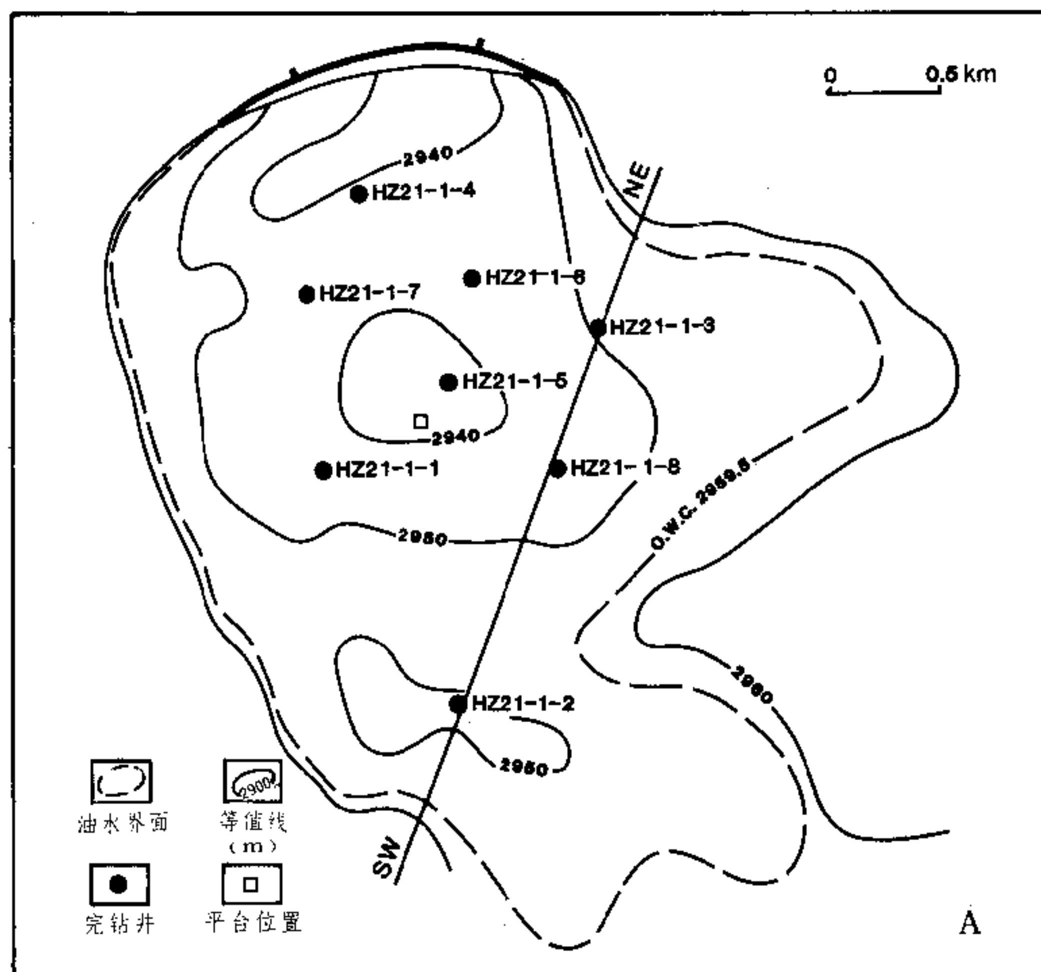
三、储集层

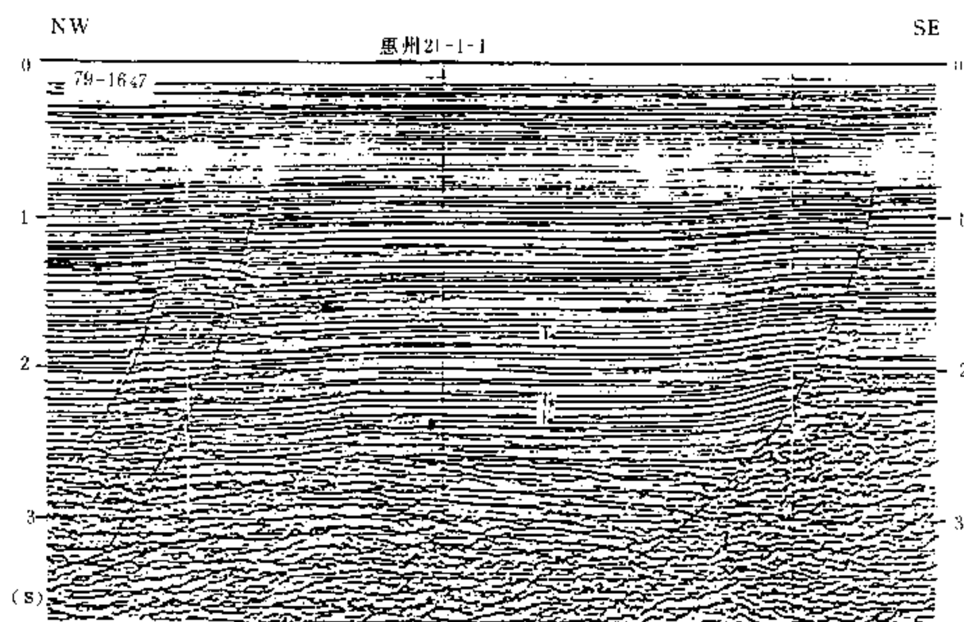
气层分布在上第三系中新统珠江组中下部陆架粉细砂岩中，埋深 2406～2620 米，厚度 7～13.6 米；油层分布在下第三系渐新统珠海组上部滨岸相砂岩中，埋深 2841～3035 米，厚度 22～56 米。纵向上划分为四个油层组 9 个小层，石灰岩以上为气层（1～3 号小层）；石灰岩以下为油层（4～9 号小层），作业者对油气层按深度命名（图 2-10-6D）。

油层分布稳定，连通性好，主力层为 8 号（2970 层）小层。油气层岩性致密，主要为长石岩屑砂岩和岩屑长石石英砂岩。气层孔隙度为 13～17%，渗透率为 $30～200\times10^{-3}$ 二次方微米；油层以中粒为主，孔隙度为 14～16%，渗透率为 $50～200\times10^{-3}$ 二次方微米；孔隙类型是以粒间孔为主，孔隙结构为均匀型的细喉道。

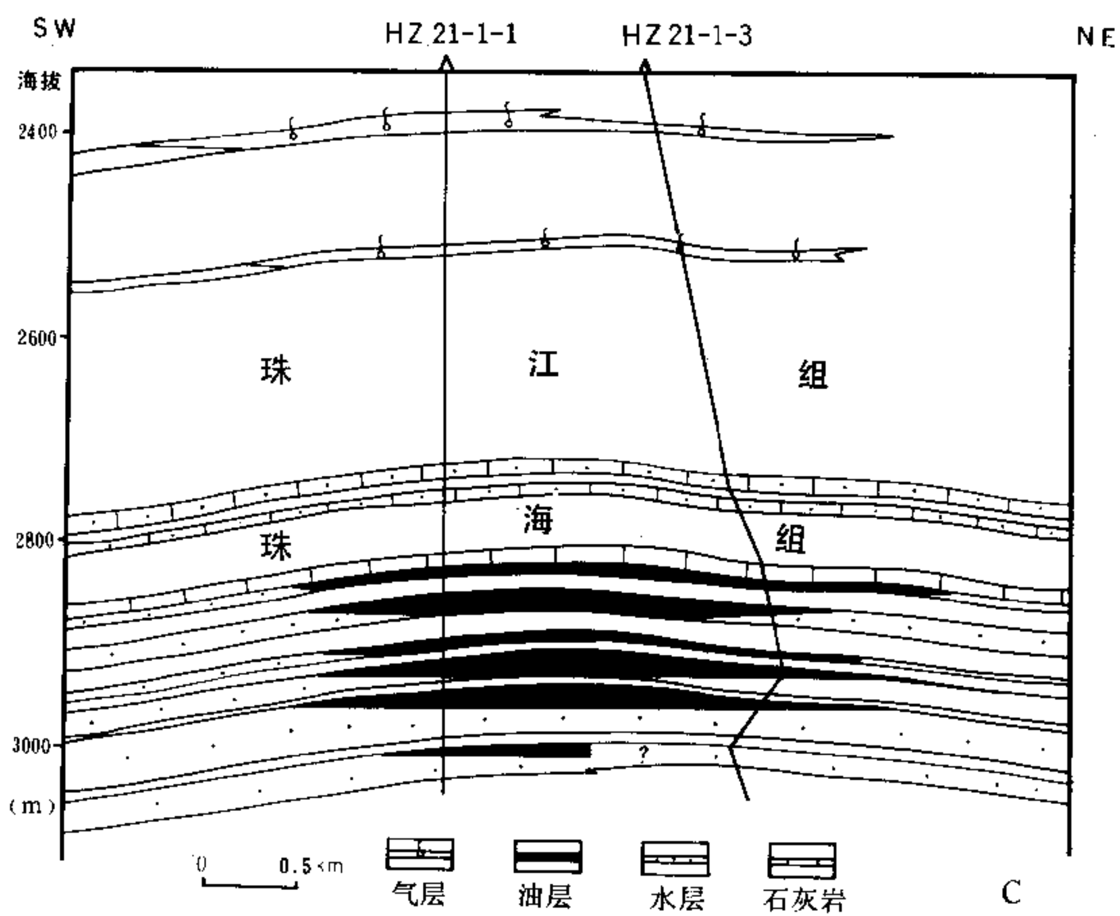
四、油气藏类型及流体性质

该油气田有 3 个气藏，7 个油藏。气藏受构造和岩性控制；油藏主要受构造控制，有边水（4～6 号）和底水（7～9 号）两种类型的油藏（图 2-10-6C）。油田补芯海拔为 23～25.5 米，各油藏油水界面分别为−2842、−2869、−2881、−2910.8、−2927、−2959、−3007




NW
SE
惠州21-1-1
79-1647
(s)

B


SW
HZ 21-1-1
HZ 21-1-3
NE
海拔
2400
2600
2800
3000
(m)
珠
江
组
珠
海
组
0
0.5km
气层
油层
水层
石灰岩

C

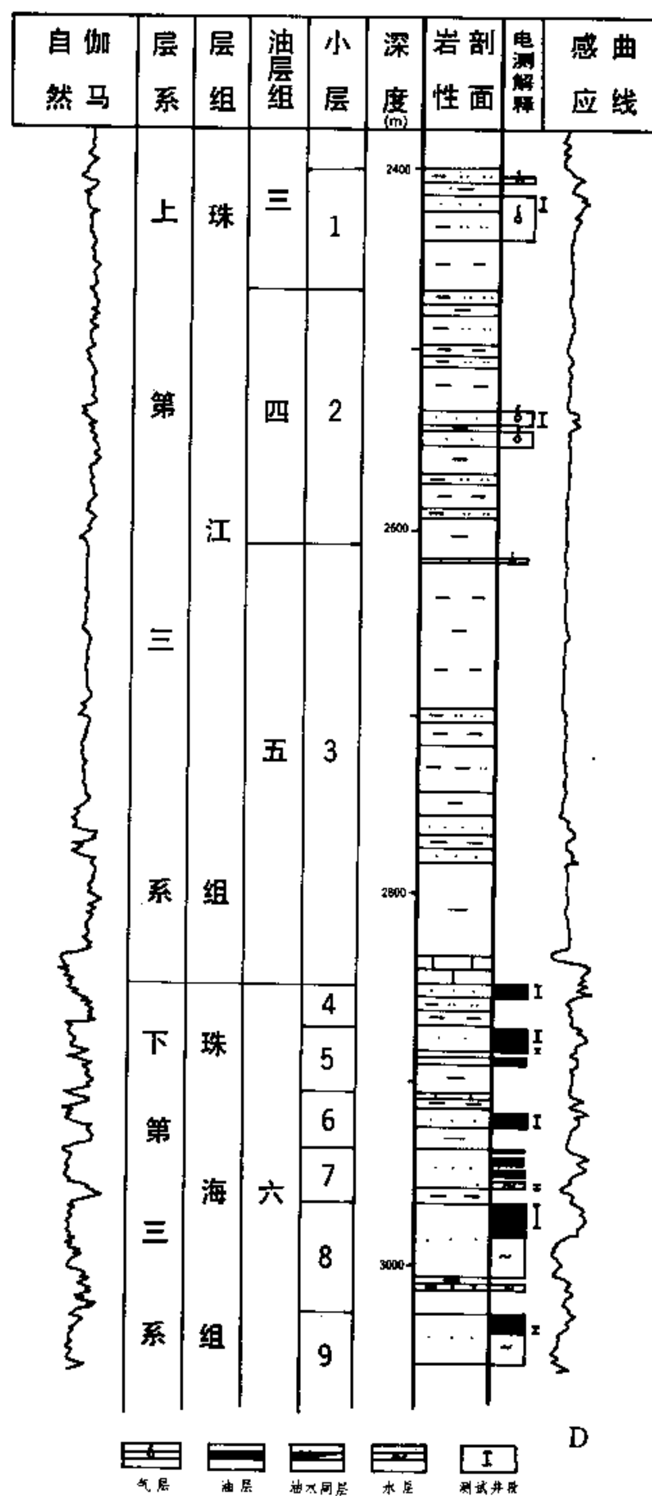


图 2-10-6　惠州 21-1 油气田综合图

A—8 号油层（2970 层）顶面构造图；B—79-1647 测线地震时间剖面图；C—油藏剖面图；D—油藏综合柱状剖面图

米，油柱高6.6～29米，原始地层压力为28.8～30.7兆帕，饱和压力为3.7～18.7兆帕，压力系数近于1，属高饱和正常压力系统的油藏；油层温度为125～133℃。

油气性质好，地面原油密度为0.7974～0.8124克／厘米^3，粘度为1.2～2.8毫帕秒，含蜡量为14.3～21.9%，含硫量为0.05～0.27%，凝固点是26～30℃，原始油气比为35.5米^3／米^3；天然气为湿气，成分主要为甲烷（77%）、乙烷（17%）、二氧化碳（2.4%），其他成分占2.9%；油田水为氯化钙水型，氯离子含量为18380～20050毫克／升，总矿化度为33232～30471毫克／升。

第六节　西江24–1含油构造

一、概况

西江24–1含油构造位于15／11合同区块的南端、香港东南136公里，水深98米。

1979年9月—1980年3月，雪弗龙—德士古公司做3×6公里测网密度的地震测量发现了该构造。1984年3月25日—5月22日，作业者菲利普斯公司在该构造做了1×1公里测网密度的地震详查。1985年10月6日—12月6日在构造高部位钻了西江24–1–1井，完钻井深3853.1米，取芯见油砂11.1米，发现了上第三系中新统珠江组油层。1985年12月11日—1986年1月5日经DST测试，全井日产原油1912.5立方米。

初步研究结果，含油面积近5平方公里，由于含油面积小，未钻评价井。

二、构造位置及圈闭

西江24–1构造位于珠江口盆地珠一坳陷惠州凹陷南部西江24构造带上，与西江24–3油田相距约7公里。

该构造是断层下降盘的牵引构造，油层部位构造比较完整，圈闭内未见断层，构造形态为短轴背斜、断背斜（图2–10–7）。圈闭面积4.2～4.9平方公里，幅度33～58米，倾角小于5度。

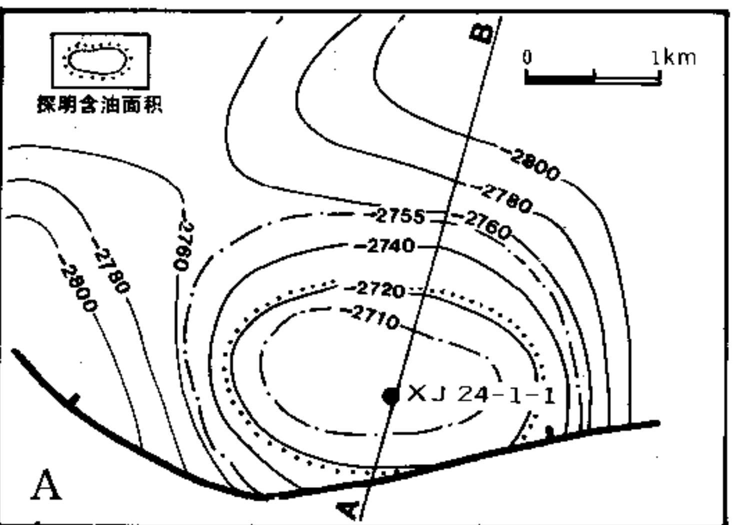
三、储集层

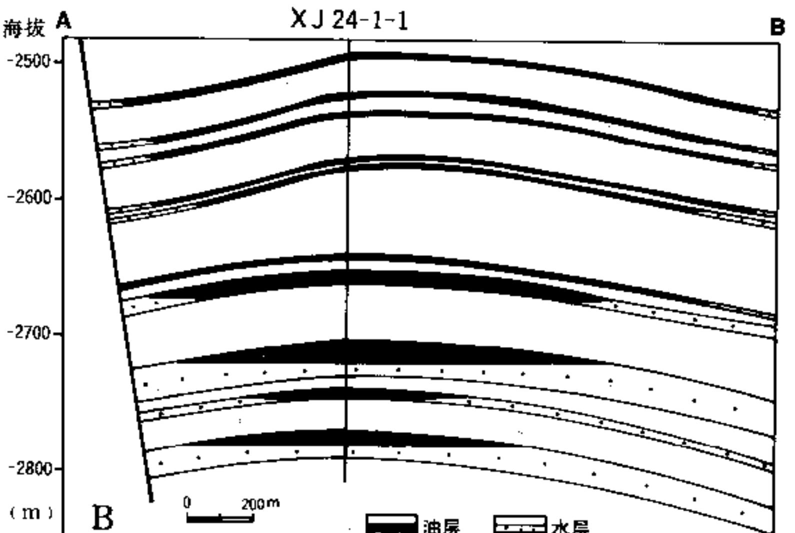
油层分布在上第三系中新统珠江组下部2516～2800米井段，相当于区域上第四、第五组油层。油层厚度44.7米，单层最大厚度14米。砂岩连续性好，上部油层属三角洲分流河道砂岩，下部油层为三角洲前缘水下分流河道砂岩。岩性单一，主要为细—中粒长石石英砂岩，较疏松，储集空间以粒间孔为主，平均孔隙度为20%，渗透率为1052×10^{-3}二次方微米，属中高孔隙度、渗透率的油层，其中2725～2739米井段的油层，单层厚度大、产量高，为主力油层。

四、油藏类型及流体性质

该构造共有8个油藏，其中2个底水油藏，油水界面位于–2719.5米、–2780.9米（补芯海拔19.5米）；其他油藏可能有边水，油柱高1.5～14米。油藏含气量很少，原始地层压力为25.4～28.02兆帕，压力系数为0.99～1.002，属正常压力系统；饱和压力为0.46～0.64兆帕，油层温度为98.9～103.3℃。

原油物性好，油质比西江24–3油田的轻，地面原油密度是0.8227～0.8633克／厘米^3，粘度为3.62～8.27毫帕秒，凝固点为32.2～37.8℃，含蜡量为28.2～43.6%，含硫量为0.4～0.6%，地下粘度为1.63～3.02毫帕秒。





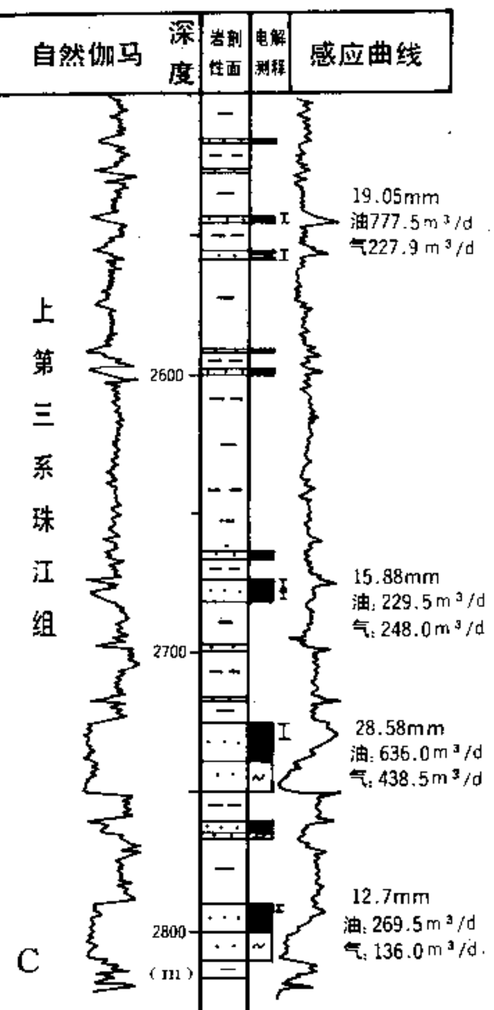


图 2-10-7　西江 24-1 含油构造综合图

A—钻开后编制的底水油藏油层顶部构造图（等值线单位为米）；B—油藏剖面图；C—西江 24-1-1 井油层柱状图

第七节　陆丰 13-1 油田

一、概况

陆丰 13-1 构造位于 16／06 合同区块中部，在香港东南 230 公里处，水深 140～150 米。

1979 年，用 3×6 公里测网密度进行地震测量后，发现有圈闭，并被评价为一类构造。1985 年 11 月 8 日，与日本石油资源开发株式会社、华南石油开发株式会社、日本矿业株式会社三家公司（简称 JHN）正式签订合同后（生效期为 1986 年 1 月 1 日），用 1×1 公里测网密度进行地震详查，并用再处理的放大显示（放大 5 倍）地震剖面进行解释编图，落实了圈闭。1986 年 12 月 6 日—1987 年 1 月 23 日，在构造高点部位完成了陆丰 13-1-1 井，完钻井深 3225 米，钻遇第三系两套油层，1987 年 2 月 9 日—3 月 4 日，DST 测试获全井日产原油 1061.7 立方米。1987 年 11 月在 13-1-1 井以西 1.2 公里处钻一口评价井，完钻井深 3027 米，DST 测试也获得工业油流，证实为油田。中外双方都进行了油田地质研究和油藏模拟工作，对油藏进行了滚动评价，初步估计油田最大含油面积 8～9 平方公里，该油田仍处于评价阶段。

二、构造位置及圈闭

陆丰 13-1 构造位于珠江口盆地北部珠一坳陷带，其东北为陆丰凹陷，西南为惠州凹陷。

构造顶部较平缓，翼部稍陡，是在基岩隆起上发育的箱状背斜，走向近东西向，构造较完整，主体部位未见断层，仅在背斜南部有两条近东西向的正断导，T_5 层断距 20～100 米（图 2-10-8A）。油层部位圈闭面积 19～22 平方公里，幅度 58～61 米，构造倾角小于 5 度。

三、储集层

油层较集中，分布在上第三系中新统珠江组底部滨岸砂岩和下第三系渐新统珠海组上部中、下临滨相砂岩中，埋深 2372～2531.5 米，相当于区域上的第五、第六组油层。纵向上按油层分布及油层物性、产能，将油层自上而下命名为 2370 层、ALPHA 层（差油层）、2500 层（图 2-10-8B）。主力层为 2370 层和 2500 层。

油层层数少，仅 7 层，最大单层厚 28.4 米（13-1-1 井），平均单井油层有效厚度 23.7 米，储集层岩性单一，2370 层和 2500 层以中—极粗和中—粗粒长石砂岩为主。油层平均孔隙度为 22～25%，渗透率为 1590～4460×10^{-3} 二次方微米，孔隙类型以粒间孔为主，孔隙结构为大孔，中—粗喉道型。

四、油藏类型及流体性质

该油田有三个油藏，其中两个底水油藏（2370 层和 2500 层），油水界面分别为-2359 米和-2504 米（补芯海拔 27～28 米），油柱高 15～30 米；一个边水油藏（ALPHA 层）（图 2-10-8C）。

原油物性好，地面原油密度为 0.8649～0.8915 克／厘米^3，粘度为 13.7～26.6 毫帕秒，含蜡量为 20.13～26.3%，含硫量为 0.15～0.29%，凝固点为 37.8～40℃；地下原油粘度 3.611～4.229 毫帕秒、原始油气比为 2.4～1.6 米^3／米^3，原油溶解气中甲烷占烃类组分的 14～31%，二氧化碳含量高，占非烃类组分的 25～46%。

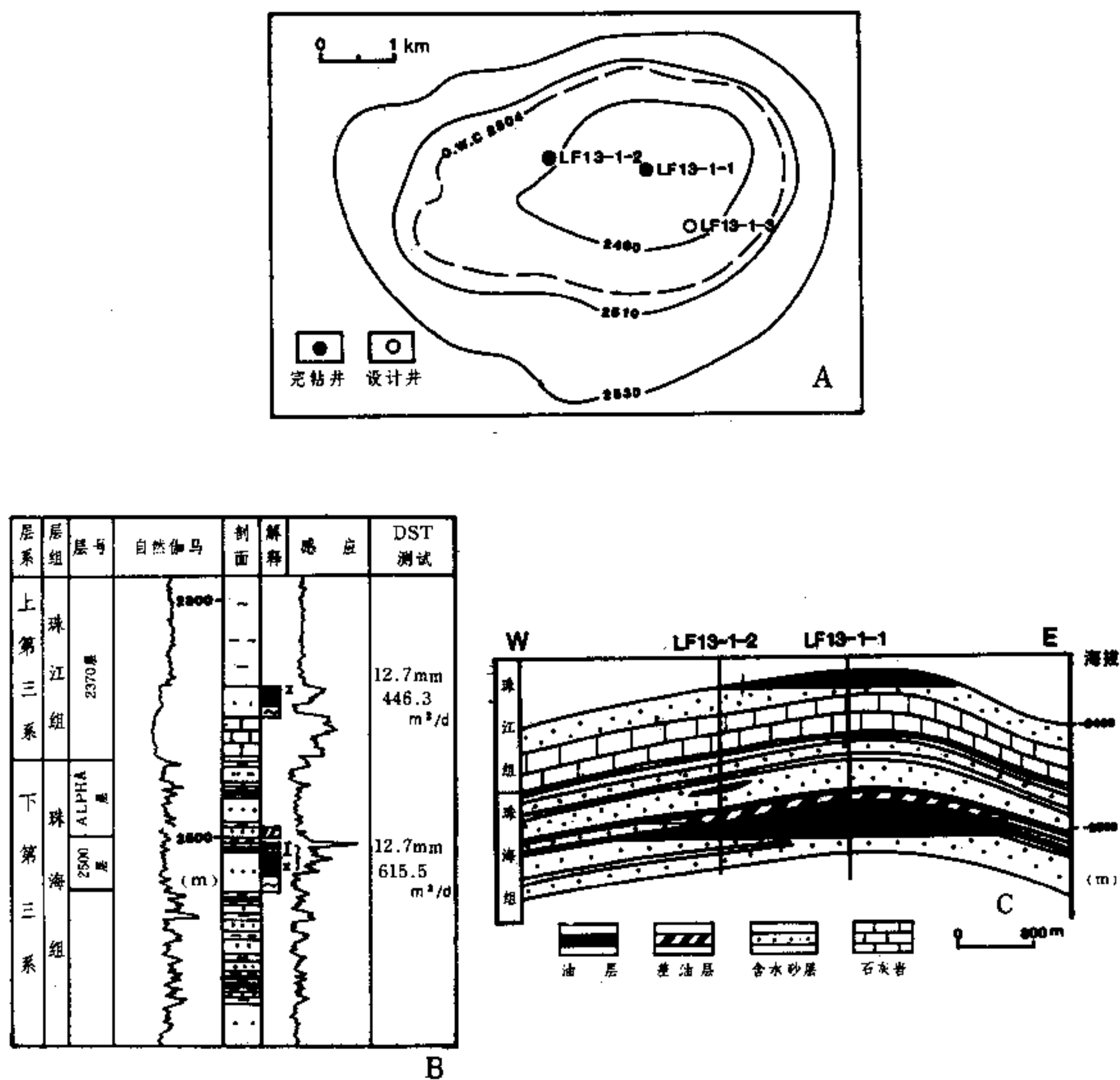


图 2-10-8 陆丰 13-1 油田含油构造综合图

A—2500 层油层顶部构造图（等值线单位为米）（据 1×1 公里测网地震及 2 口完钻井资料）;

B—油层综合柱状图; C—油藏剖面图

油田水氯离子含量为20975毫克／升，总矿化度是35619毫克／升，为偏碱性的氯化钙水型。地层压力为23.67～25.41兆帕，压力系数是0.955～1.005，饱和压力为5.6～6.6兆帕，属过低饱和压力和正常压力系统的油藏；油层温度为112.2～117.8℃，平均地温梯度为4.7℃／100米。

第八节　流花11－1油田

一、概况

流花11－1油田是1987年发现的大油田，储量在一亿吨以上，它是海上发现的第一个大油田，也是我国最大的生物礁油田。位于阿莫科29／04合同区块，距香港220公里，水深262～365米。

合同于1985年11月12日签署，1986年6月1日生效。1987年作业者完成了4000公里测网1×2公里的地震采集和处理解释，落实了流花11－1地区的三个圈闭。1987年1月18日～2月3日在该油田完成了第一口探井（流花11－1－1A井），完钻井深1837.2米，发现了礁灰岩油田，试油日产原油357立方米，从此揭开了29／04合层区块大规模勘探和开发评价的序幕。

截止1988年底，在流花11－1地区的三个含油构造上共钻7口井，其中3口探井（LH11－1－1A、LH11－1－2和LH4－1－1井）钻穿珠海组，进入基岩。共有5口井取芯，取芯进尺417.27米，岩芯长346.98米，总收获率83.2%。其中1、3、4号井共计取芯进尺253.15米，岩芯长194.86米，收获率77%，含油岩芯长度152.28米。该油田5口井经测试均获油流，日产原油57～1367立方米（流花11－1－6井）。

为对礁灰岩底水油藏进行评价，先后在流花11－1－3（直井）、流花11－1－5（大角度斜井）和流花11－1－6（水平井）进行了延长时间测试（EDST）。

自从发现油田以来，中外双方均组织了包括区域地质、油田地质方面的专题研究，并利用高分辨率特殊处理资料研究了礁、滩分布及孔隙度的纵向和平面变化，对油田进行综合评价。目前该油田仍处于评价阶段。

二、构造位置及圈闭

流花11－1构造位于珠江口盆地东沙隆起的西南部，是一个三面环凹、向北东抬高由流花11－1E、流花11－1W和流花4－1等3个主要高点组成的大型背斜构造。石灰岩在地震剖面上顶界反射振幅强，略呈丘状凸起，特征十分明显（图2－10－9A）。流花11－1E已证实为油田，T_5层圈闭面积55平方公里，幅度75米。构造主体部位较完整平缓，倾角1.5～2度，翼部变陡，为6～7度，同时在翼部有大致平行构造轴向的小断层，最大断距20～25米，小断层对油层分布不起控制作用（图2－10－9B）。

三、储集层

流花11－1地区油层集中分布在上第三系下中新统珠江组石灰岩中，石灰岩厚度307～475米。石灰岩分为新石灰岩和老石灰岩，油层分布在新石灰岩段，埋深1197.9～1273.4米，含油井段长达75.5米，油层厚度40.8～66.4米（包括差油层）。

储集层为生物礁灰岩（块礁），礁体内显示礁、滩间互分布的特点。礁灰岩主要为珊瑚藻粘结灰岩、泥粒灰岩；滩相灰岩主要为有孔虫粒泥灰岩、泥粒灰岩、有孔虫—珊瑚藻屑泥粒灰岩。

该地区有三期成礁期，经历了多次抬升暴露淋滤的复杂成岩作用，使块礁内形成了大段孔洞发育段与相对致密段的间互出现，造成以溶洞-孔隙型为主的多种储集类型。按岩性、电性、物性纵向上的变化，可将含油层段自上而下分为六个岩性段（三个高孔渗岩性段和三个相对低孔渗岩性段）：即顶部致密段（2.6～3.8 米）、上部孔洞发育段（15.1～22.3 米）、上部孔洞最发育段（2.4～5.6 米）、中部致密段与孔隙发育较差的油层互层（2.9～7.3 米）、下部孔洞发育段（14.9～18 米）和底部致密段（14～17 米）。其中以第五岩性段孔洞最发育，物性、含油性最好，其次为第二和第六岩性段；最差为第一和第四岩性段（图 2-10-9D。

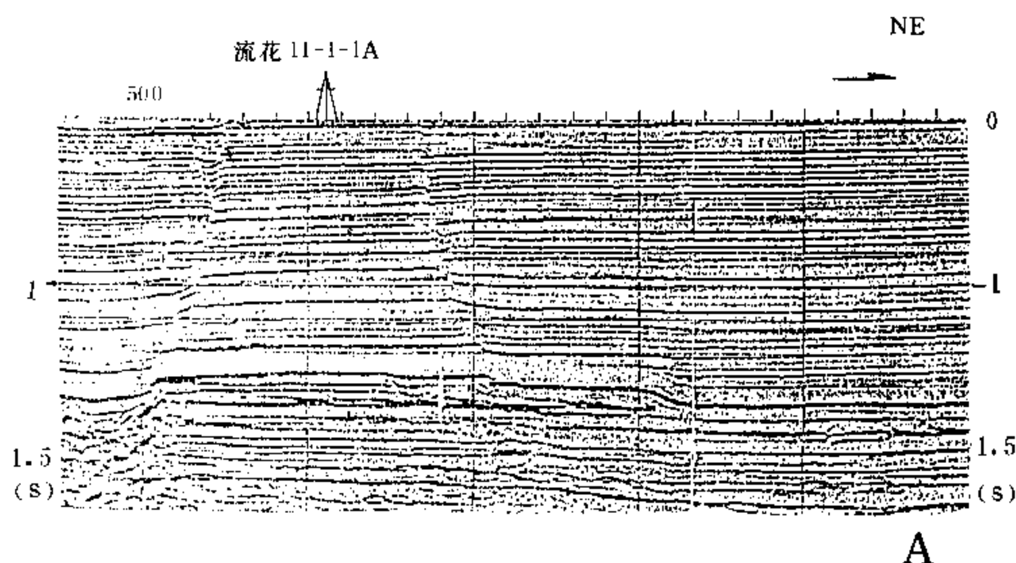
按物性变化，可划分三类储集层：Ⅰ类，为疏松、孔洞发育的礁灰岩，孔隙度大于 20%，渗透率大于 3000×10^{-3} 二次方微米；Ⅱ类，为较致密的礁、滩灰岩，孔隙度为 15～20%，渗透率为 $50\sim300\times10^{-3}$ 二次方微米；Ⅲ类，致密型的礁、滩灰岩，孔隙度小于 15%，渗透率小于 50×10^{-3} 二次方微米。

四、油藏类型及流体性质

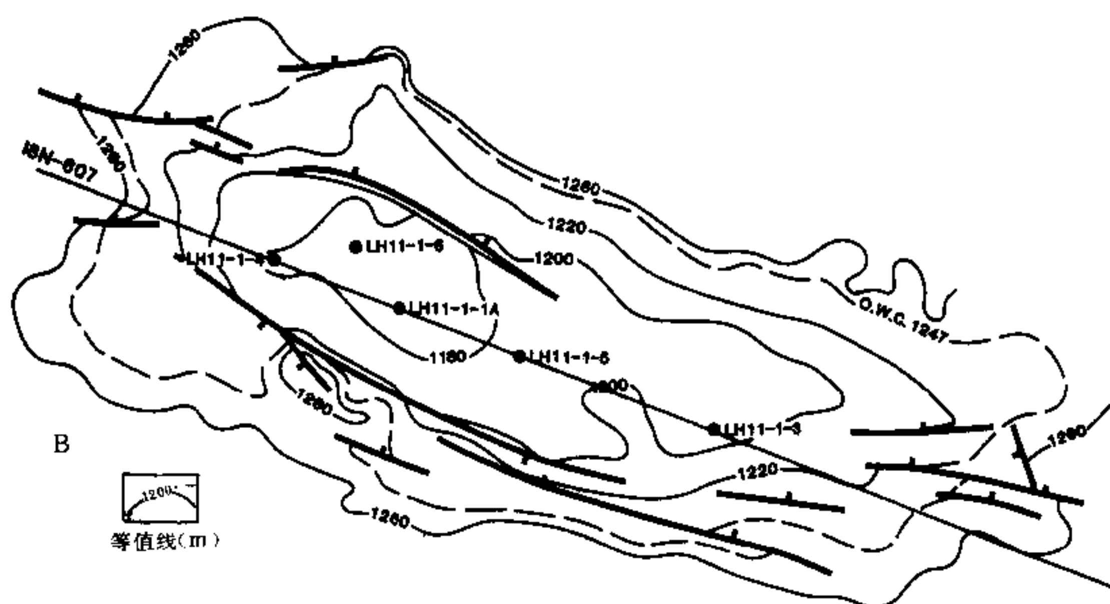
该油田油藏埋藏浅，油水分布主要受构造控制，为基岩披覆背斜背景上的礁块油藏，也是一个块状底水藏，具有大致统一的油水界面，深度为 1272.4 米（补芯海拔 24.5～26.2 米）。油柱高 74.5 米，构造圈闭幅度 75 米，构造基本为油所充满（图 2-10-9B、C）。

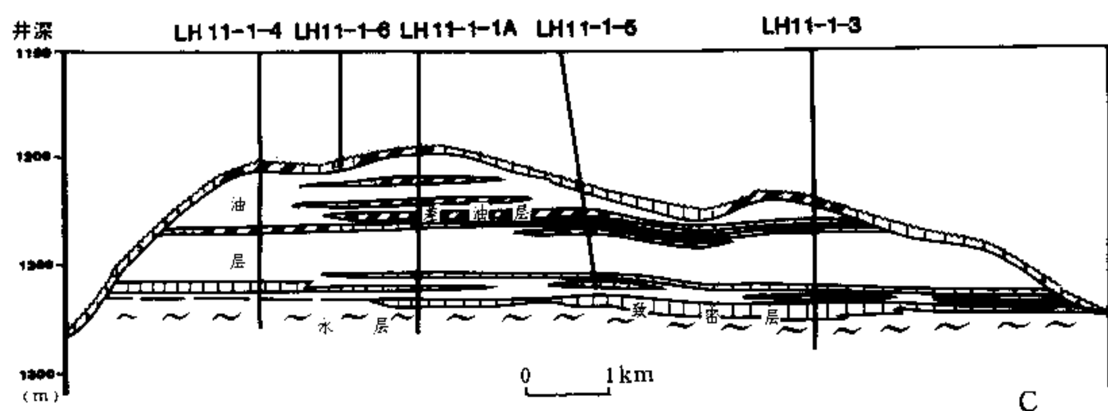
该油田的原油稠，含气量很少，油气比为 4.3～18.9 米^3／米^3。地面原油为高密度（0.9182～0.9587 克／厘米^3）、高粘度（50～270 毫帕秒）、低含硫（0.24～0.41%）、低含蜡（0.23～2.83%）、低凝固点（-14～4.4℃）。地下原油粘度为 46.5～130 毫帕秒。纵向上原油性质自上而下变差、变稠；平面上原油性质差别较大 11-1-1A 井比 11-1-3 井好；天然气甲烷含量高，为 50.3～95.6%。

原始地层压力为 12.04～13.18 兆帕，压力系数接近 1，属正常压力系统的油藏；饱和压力为 0.78～5.89 兆帕，属于过低饱和压力油藏。



A


1260
1280
ISN-607
LH11-1-4
LH11-1-6
LH11-1-1A
LH11-1-5
LH11-1-3
1200
1220
1180
O.W.C. 1247
B
等值线(m)


井深
LH 11-1-4 LH11-1-6 LH11-1-1A LH11-1-5
LH11-1-3
油
层
油 层
水 层
致 密 层
(m)
0 1km
C

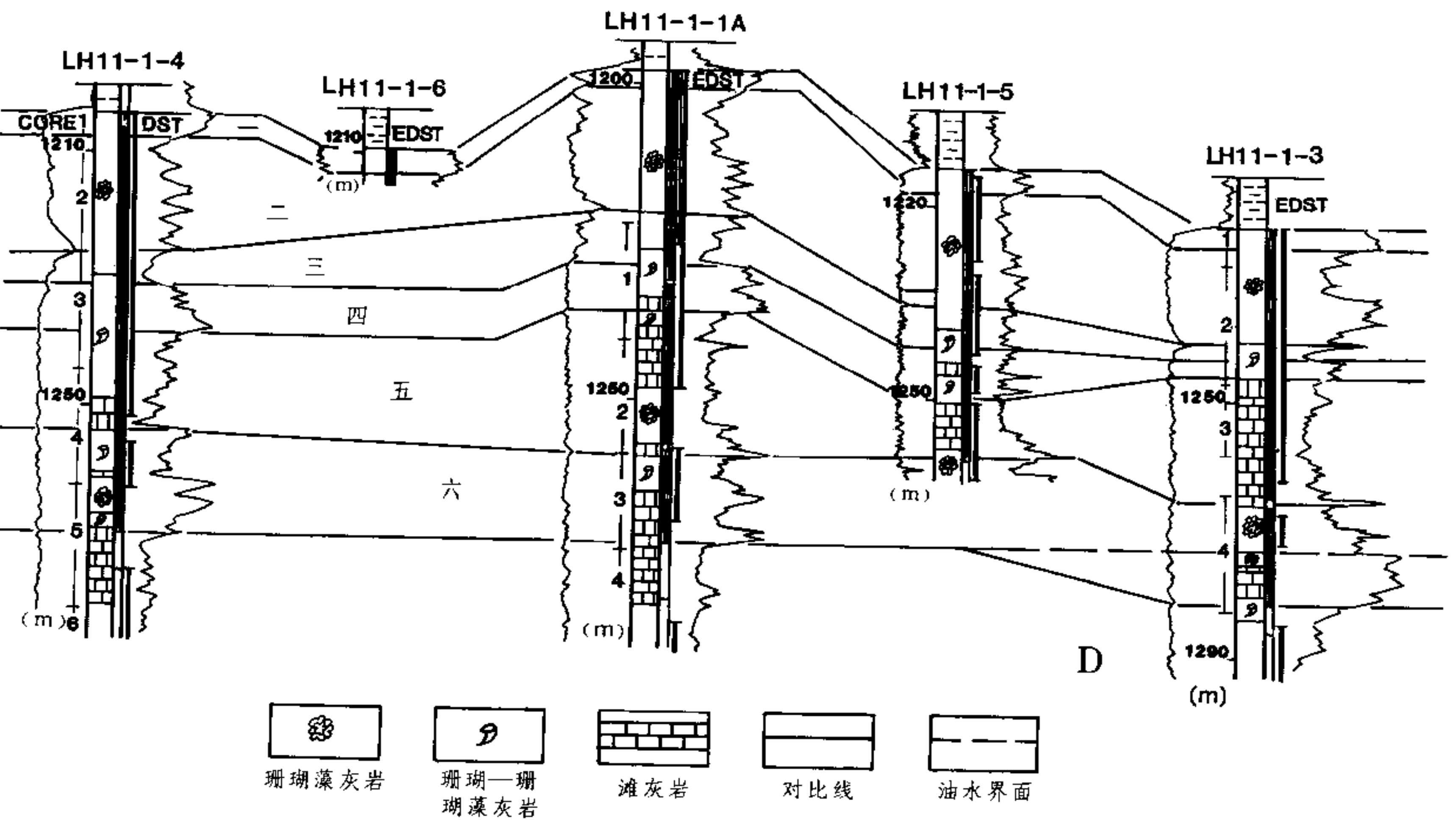


图 2-10-9 流花 11-1 油田综合图

A—T_{14-30} 地震时间剖面图（流花 11-1 礁）；B—石灰岩顶部构造图；C—油藏剖面图；D—油层柱状剖面对比图

第九节　惠州26–1油田

一、概况

惠州26–1油田位于16／08合同区块南部，蛇口东南约200公里，离惠州21–1油田25公里，水深110米。

1979年作过3×6公里的地震测量，1984年4月～1985年6月作业者ACT集团加密测网到1.5×1.5公里，1988年又增作了4条测线和地震资料再处理。

惠州26–1构造原是惠州33–1构造向西北延伸的一个鼻状构造，1988年中外双方均对层速度变化重新作了校正，才发现惠州26–1是一个独立的背斜构造。

1988年2月27～3月20日在该构造高点部位完成了第一口探井惠州26–1–1井，完钻井深2530米，发现了第三系两套油层，1988年3月4日经DST测试全井日产原油4226.4立方米，证实为油田。

该油田共钻3口井，其中2口评价井。在惠州26–1–1和惠州26–1–2两口井进行取芯，共计进尺269米，岩芯长239.65米，收获率89.1%，油砂长56.55米。

初步估计该油田含油面积11.6平方公里，是一个高产优质的中型油田。目前仍处于评价阶段。

二、构造位置及圈闭

该构造位于东沙隆起西北边，惠州凹陷南缘，处于惠州含油构造带，是一个受基岩隆起控制的披覆背斜。

构造比较完整，油层构造圈闭面积6.5～11.6平方公里，幅度25～45.5米，构造倾角小于3度（图2–10–10A）。

三、储集层

油层分布在上第三系下中新统珠江组下部及下第三系渐新统珠海组上部的1830～2465米井段。共有21层油层，单井油层厚度为11.6～67.3米，平均41.1米。

油层在区域上可与惠州21–1和惠州33–1对比，相当于第三—第六组油层。将油层按深度编号，珠江组油层有1830层、1880层、1890层、1985层、2000层、2020层，油层比较薄，连通性差，多呈透镜状分布，产能也比较低。珠海组油层埋深2284～2465米，有2285层、2310层、2350层、2390层、2450层。其特点是油层较厚，分布稳定，连通性好，产量高（图2–10–10B）。

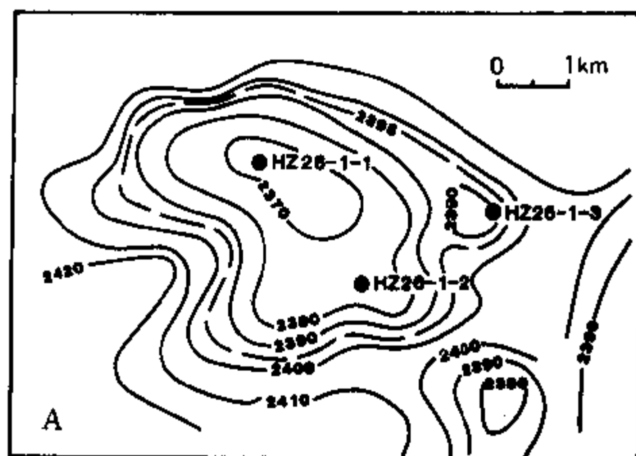
珠江组储集层为浅海相砂岩，较疏松，为粉细粒长石砂岩；珠海组储集层为海陆过渡相，上部为中细、中—粗粒长石砂岩、岩屑长石砂岩，下部为厚层块状中粗粒长石砂岩、岩屑长石砂岩、含砾砂岩、砂砾岩。

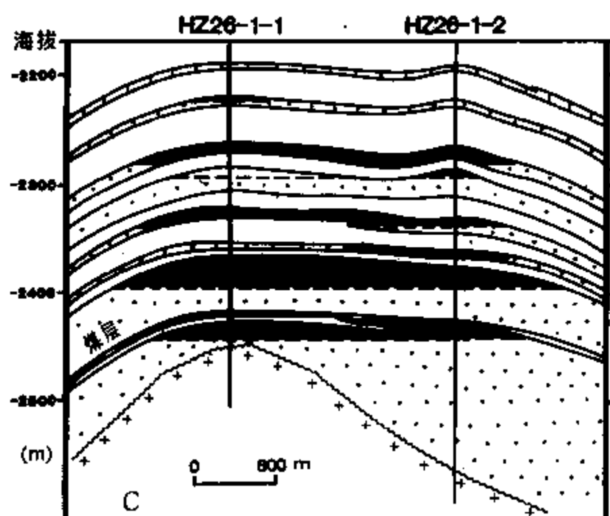
油层物性好，珠江组油层孔隙度为23～25%，平均为23%，渗透率为946～5568×10^{-3}二次方微米，平均为3434×10^{-3}二次方微米；珠海组油层孔隙度为17～24%，平均为22%，渗透率为19.9～2340.6×10^{-3}二次方微米，平均为1092×10^{-3}二次方微米，其中以2390层(M10)、2310层（L40）物性最好。

储集层孔隙类型是以原生粒间孔为主，少量为溶孔，孔隙连通性好。

四、油藏类型及流体性质

该油田共有13个油藏。其中4个底水油藏，即为2245层（L20）、2310层（L40）、





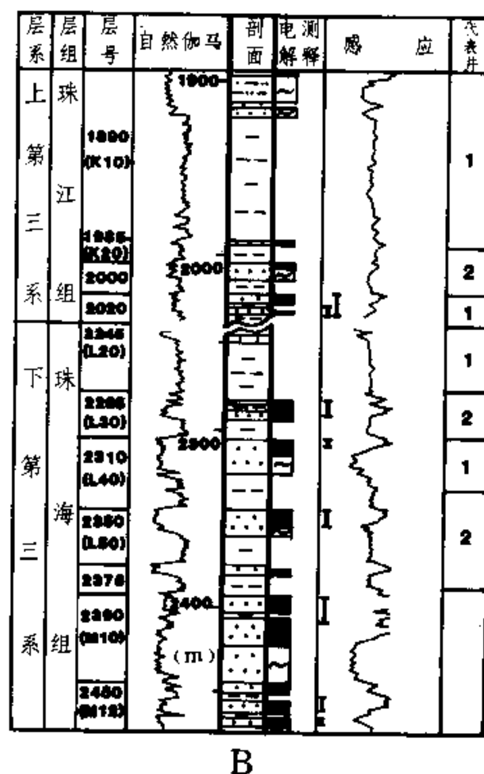


图 2–10–10 惠州 26–1 油田综合图

A—2390 层（M10）油层顶面图（等值线单位为米）；B—油层综合柱状图；C—油藏剖面图

2390层（M10）和2450层（M12）；2个边水油藏，为2285层（L30）和2350层（L50）；7个岩性油藏（见图2-10-10C）。多套油水系统各自有基本统一的油水界面。

珠海组五个油藏（L20-M12），为惠州26-1油田的主要产油层，其中M10储量占52.5%，为该油田主要油藏，其油水界面分别为-2395.5米和-2442.2米。边水和底水油藏油水分布主要受构造控制。

油层压力为20.29～24.88兆帕，压力系数为1～1.01，饱和压力为1.02～1.83兆帕，属特低饱和压力、正常压力系统油藏。

油层温度为97～112.2℃，油层温度和压力随着深度增加而增加。原油物性较好，珠江组原油密度为0.7905～0.8750克／厘米^3，粘度1.59毫帕秒，凝固点为23～37.8℃，含蜡量为15.1%，含硫量为0.18%；珠海组原油密度为0.8203～0.8524克／厘米^3，粘度为3.17～9.12毫帕秒，含蜡量为18.23～28.14%，含硫量为0.09～0.18%，凝固点为29.4～35℃，原油地下密度为0.77～0.824克／厘米^3，粘度为1.67～4.6毫帕秒。原始油气比低，为2.3～7.7米^3／米^3。

第十节　西江30-2含油构造

一、概况

西江30-2含油构造位于15／22合同区块，在香港东南135公里，水深99.4米。

该构造测网密度1×1公里，1988年6月16日—8月15日，作业者菲利普斯公司在该构造高部位钻一口井深为3636.2米的探井（西江30-2-1井），未取芯，仅有井壁取芯157颗，其中油砂134颗，发现了上第三系大套油层，该发现井是珠江口盆地含油井段最长，油层最厚的一口井。

该构造仅钻一口探井，初步评价圈定含油面积5.1平方公里，目前该含油构造处于评价阶段。

二、构造位置及圈闭

西江30-2含油构造位于珠江口盆地珠一坳陷带，其北边紧靠惠州凹陷，西南为西江凹陷，与西江24-3油田相距约12公里。

该构造是断层下降盘的牵引构造。构造较完整，圈闭内无断层，构造走向近东西向，圈闭面积4～6平方公里，幅度38～70米（图2-10-11A）。

三、储集层

油层分布在上第三系中新统韩江组下部和珠江组上部，深度1877.5～2779.2米，长达902.3米；油层层数多，厚度大，共计34层，油层有效厚度118米。具多套油水系统，油水关系较复杂。

储集层岩性较单一，主要为细—中粒长石石英砂岩，较疏松，物性中—好，孔隙度13～23%，渗透率123～1235×10^{-3}二次方微米。

四、油藏类型及流体性质

西江30-2构造油藏具有多套油水系统，油水分布受构造控制，主要为背斜油藏。

该构造共有17个油藏，其中9个底水油藏、8个边水油藏（图2-10-11B）。补芯海拔25米，9个底水油藏油水界面深度为1887、1957、2011、2029、2200、2206、2364和2699米，油柱高3.4～40米。

原油物性较好，地面原油密度为0.88～0.93克／厘米^3，粘度为46～116毫帕秒，凝固

点为 26.7～40.6℃，地下原油粘度为 8.8～17.1 毫帕秒，为未饱和的石蜡基原油。

地层压力为 19.56～26.92 兆帕，饱和压力为 0.53～1.65 兆帕，油层温度为 78.9～100.6℃。

第十一节　其他含油构造

珠江口盆地除了前十节所述的含油构造之外，还有恩平 18−1 等其他一些含油构造，在这里就不再赘述，它们的基本情况参见表 2−10−1。

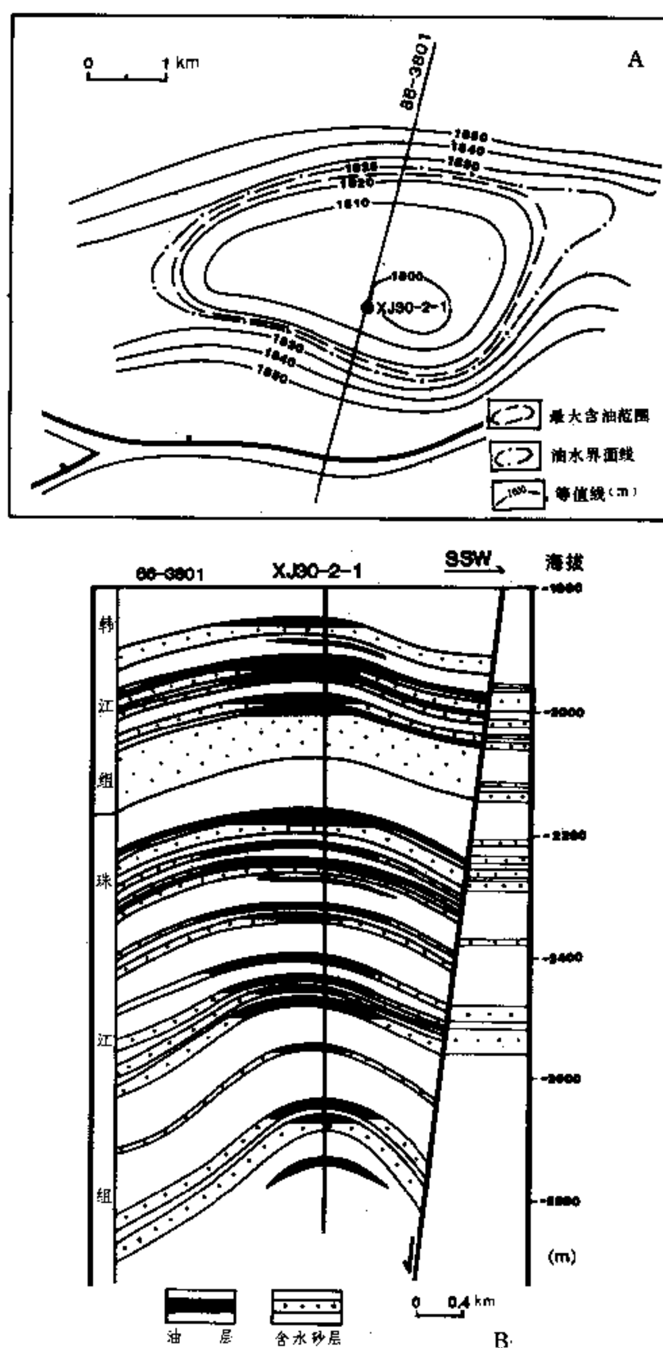


图 2−10−11　西江 30−2 含油构造综合图

A—韩江组油层顶部构造图；B—油藏剖面图

表 2-10-1　珠江口盆地其他含油构造

构造名称	构造位置	水深(m)	发现时间	发现井及完钻井深(m)	油层				油藏				圈闭		孔隙度(%)	渗透率($\times10^3\mu m^2$)	地面原油		
					层系	深度(m)	厚度(m)	岩性	类型	油柱(m)	地层压力(MPa)	饱和压力(MPa)	面积(km^2)	幅度(m)			密度(g/cm^3)	粘度(MPa·s)	凝固点(℃)
恩平18-1	14/29合同区东南,深圳南约197公里,恩平凹陷	93	1983.12.	EP18-1-1A (3450.7)	中新统韩江组	1396~1410	3	细—中粒砂岩	构造油藏(边水底水)	14	13.94		74.5 (T_4)	100	28.7		0.9545	193	-3
惠州27-1	16/08合同区,香港东南174公里,惠州凹陷南缘	117	1986.2.	HZ27-1-1 (3066)	中新统珠江组	2233~2278.5	7.8	砂岩	构造油藏(边水底水)	30	22.47	5.04	4.7 油层顶	59	17.7		0.828		20.5
陆丰15-1	17/15合同区,东沙隆起北斜坡	286	1986.3.	LF15-1-1 (2175)	中新统珠江组 渐新统珠海组	1834~1882	13.2 8.7	石灰岩 砂岩	构造油藏	27.5 12.5	18.48~19.1	0.43	31 (T_5)	65	18.5~28.7 25.7		0.8681 0.8833	29.6 34.4	41.7 31
陆丰22-1	17/15合同区,东沙隆起北斜坡	330	1986.5	LF22-1-1 (1775)	中新统珠江组 渐新统珠海组	1595.5~1643.7	4 2.2	礁灰岩 砂岩	构造油藏	推测50		(未试油)	32.2 (T_5)	210	17.4~18.0 26.6				
西江23-1	15/22合同区,惠州、西江凹陷间	90	1986.11	XJ23-1-1 (2726.4)	中新统韩江组 珠江组	1346~1948.9	41.7	砂岩	构造油藏(底水边水)	2.5~28.9			81 (T_5)	134	31				
陆丰13-2	16/22合同区,距蛇口237公里,惠州、陆丰凹陷间	131	1988.2	LF13-2-1 (3280)	中新统珠江组	2489~2506	17	细—粗粒石英砂岩	构造油藏(底水)	17	24.97	1.67	19.4 (T_5)	52	20	794	0.8275~0.8575	3.02(地下)	26~30
文昌9-2	位于珠三坳陷的文昌北凹陷		1988	WC9-2-1 (4392)	渐新统珠海组	3065~4087	油气层187.8	砂岩	构造岩性油气藏		33.59~39.59		19 (T_6)	111			0.757~0.767	(凝析油)	

第十一章　资源预测及油气勘探领域

1981 年，石油工业部珠江口盆地油气资源评价组和地质部南海地质调查指挥部曾分别对珠江口盆地作过系统的油气资源评价。两者都认为珠江口盆地具有良好的石油地质条件，油气资源丰富，珠一、二、三坳陷是盆地的主要含油气远景区，冯志强等称它为“金三角地区”。珠江口盆地油气资源评价组则以局部构造评价为基础，在 1、2 类局部构造中选出预测地质储量大于 5000 万吨的 18 个重点构造作为首批勘探目标。

1982 年，国家根据石油工业部珠江口盆地油气资源评价组的建议，开展国际第一轮招标获得成功，共招出 12 个区块。1983 年 11 月，第一口探井开钻，至 1988 年底已完成探井 74 口，评价井 14 口，生产井 4 口，在 19 个构造上发现工业油流，探明 5 个油田，且通过勘探进一步证实珠江口盆地勘探领域较广，油气资源潜力较大，有希望成为中国海上重要的油气基地。

第一节　油气资源预测

原石油工业部珠江口盆地油气资源评价组在“珠江口盆地油气资源评价”报告中，应用多种方法预测盆地的石油资源为 100 亿吨左右，其中：

1.氯仿沥青法

该法选用的基本参数为：有效生油岩体积、氯仿沥青“A”值、生油岩密度、排烃、聚烃系数计算出资源量为数十亿吨。

2.生油岩单位体积储量类比法

选用中国东部第三系含油气盆地中生油岩单位体积所获得的平均地质储量进行类比，按上述有效生油岩体积计算，珠江口盆地的远景石油资源为数十亿吨。

3.沉积岩单位体积储量类比法

选用东南亚 6 个第三系含油气盆地每立方公里沉积岩获得的平均可采储量 6913 吨进行类比，珠江口盆地可获得远景石油资源数十亿吨。

4.沉积岩平均体积速度法

采用前苏联 N.N.涅斯捷罗夫等提出的公式 $LgQ=2.813+1.613LgV$，其中沉积岩平均体积速度为 5.783 千公里^3／百万年，计算出盆地的远景石油资源为大于 100 亿吨。

5.圈闭法

主要储量参数均根据圈闭的地质条件类比中国东部第三系含油气盆地的平均储量参数获得，珠江口盆地共 172 个第三系圈闭，预测的远景石油资源为数十亿吨，该值又经过地质风险评价，获得盆地的期望地质储量略少于此数，作为上报国家的盆地石油资源量。

该报告采用的地质风险评价分两步进行，第一步，对 172 个第三系圈闭进行计分评价（表 2-11-1）根据圈闭的总得分将圈闭分成四类，得大于 20 分者为 1 类；20～17 分为 2 类；16～13 分为 3 类；小于 13 分为 4 类。第二步，又根据表 2-11-2 内两项的乘积求得地质把握系数，它的范围值为：

1 类圈闭 0.675～0.81
2 类圈闭 0.562～0.675
3 类圈闭 0.375～0.45
4 类圈闭 0.187～0.225

表 2-11-1 珠江口盆地局部圈闭单项评分标准

项目＼评分	4分	3分	2分	1分
圈闭面积(km)	>100	100～50	50～10	<10
圈闭幅度(m)	>150	150～100	100～30	<30
圈闭类型	背斜	断背斜	半背斜、断鼻	断块、地层
油源	位于厚度>500m生油岩区内	位于生油岩区内	距生油岩区<20km	距生油岩区>20km
储集层	浅海（湖）相三角洲前缘砂体、席状砂体、生物礁块；上古生界碳酸盐岩	海陆（河湖）交替相分流河道砂体、近岸沙坝、砂岩体、浊积岩体；中生界砂岩	分流河道决口扇河道砂岩体（近岸）；燕山期花岗岩，火山岩	河道砂、砾岩（近物源），洪积扇砂、砾岩；下古生界变质岩
盖层	浅—半深湖相 浅—半深海相	海陆交替相 河湖交替相	平原河流相（近岸）	平原河流相（近物源）
直接烃类显示	可靠明显		一般	
断层	断至 T_2 扣1分，断过 T_2 扣2分			

地质把握系数即地质风险系数的倒数，所以乘以圈闭法预测的储量，就获得圈闭的期望地质储量。

表 2-11-2 地质综合评价和圈闭落实程度系数选择值

项目	选择值			
	0.9	0.75	0.5	0.25
地质综合评价系数	一类圈闭	二类圈闭	三类圈闭	四类圈闭
圈闭落实程度系数	可靠圈闭	较可靠圈闭		

地质部南海地质调查指挥部在“珠江口盆地地质构造特征及油气远景初步评价”报告中，也采用氯仿沥青法预测盆地的石油资源，选用的参数除生油岩密度相同外，余者均有差别，生油岩体积、“A”值及排烃、聚烃系数分别为 54103 立方公里、0.1206%和 0.2、0.3，预测盆

地石油资源为数十亿吨，数值与前者较为接近。

1982 年，对外合作勘探油气之后，虽然也有一些部门曾对盆地进行过石油资源预测，但由于这些工作一般均是地区性的，成果也大多未经正规技术评审，所以就不再一一介绍了。

第二节　油气勘探领域

珠江口盆地的油气勘探领域较广，在纵向上以地震 T_7、T_g 不整合面为界，可以划分为三大勘探层系，这三大勘探层系是：

第一勘探层系：中新统和渐新统上部，目的层有韩江组、珠江组和珠海组。这套勘探层系埋藏适中，储集层类型多样（河湖相、海相、三角洲相、浊积相各类砂体及浅海台地相生物礁、生物灰岩等），储油物性好，油气产量高，常构成上珠江组（海相泥岩）区域性盖层以下的统一储集体，是盆地内主要的勘探层系，可望发现高产的构造型、地层型大中型油气田。

第二勘探层系：始新统和渐新统下部，目的层有恩平组、文昌组的河湖相、湖沼相砂岩，储油物性较差，但它是主要的生油层系，优先油气聚集，所以油气比较富集，原油性质好，含气多。在这套勘探层系中要注意勘探以构造为背景的地层、岩性油气藏。

第三勘探层系：前第三系，目的层是前第三系基岩，岩性有碳酸盐岩、砂岩、变质岩、花岗岩及各类火山岩，储集类型为缝洞型。该层系已在惠州 21-1 构造的前第三系基岩中见到了油气显示，今后应注意生油凹陷内或邻近生油凹陷的碳酸盐岩或古老花岗岩组成的潜山。中国东部勘探实践证明，由碳酸盐岩或古老花岗岩组成的基岩潜山，有利于形成高产油气田。

以上述三大勘探层系为主要对象，在盆地内可能出现以下九个油气勘探领域：

1）生油凹陷内或邻近生油凹陷的构造型油气藏（含背斜、断背斜、断鼻、半背斜、断块），目的层为第一勘探层系，有利的生油凹陷有惠州凹陷、文昌凹陷、白云凹陷、开平凹陷、恩平凹陷，西江凹陷、陆丰凹陷。这个领域已有较多的发现，例如：惠州凹陷的惠州 21-1 含油构造，文昌南凹陷内的文昌 19-1 含油构造，恩平凹陷内的恩平 18-1 含油构造，西江凹陷南缘的番禺 3-1 含油构造等。预计今后还会有更多的发现。

2）邻近生油凹陷的隆起裙边带，已知有多个这类有利的隆起裙边带，如东沙隆起北缘和南缘，以及邻近白云、开平凹陷的神狐暗沙隆起东南缘等。它们紧临生油凹陷，目的层为第一勘探层系，储集类型多样，估计有珠海组的层状砂岩和底砂岩，珠江组、韩江组的浅海陆棚砂体，以及珠江组浅海台地相的生物礁、生物灰岩等。这类隆起裙边带的圈闭也较发育，存在众多的前第三系基岩潜山，以及与基岩潜山有关的各类第三系构造型圈闭。下第三系超覆和下中新统的礁则是该带另一种重要圈闭类型。由于隆起裙边带的生（油层）、储（油层）、盖（层）、圈（闭）配置较好，所以有利于形成油气富集带，东沙隆起北缘裙边带就是已知的一个，东沙隆起南缘及神狐暗沙隆起东南缘裙边带也很有希望。

3）生油凹陷间的低隆起带，这类“凹间低隆”油源条件好，并在低隆上发育有前第三系基岩潜山和各类第三系构造型圈闭，如果储、盖组合配置良好，就能形成由第一勘探层系构造型油气藏和基岩潜山油气藏组成的油气富集带。惠州凹陷和西江凹陷间的西江 23-1—西江 24-3—惠州 25-1 北西西向构造群就是较好的实例。这类有希望的“凹间低隆”尚有惠州凹

陷和陆丰凹陷间的惠州12-1、18-1、陆丰13-1、13-2北西向构造群，西江、恩平凹陷间的番禺1-1、9-1北西向构造群；恩平、白云凹陷间的恩平24-1北东向构造群；文昌、琼海凹陷间的琼海潜山披覆构造带等。

4）生油凹陷内生长断层下降盘的滚动背斜油气藏，目的层为第一勘探层系的珠海组、珠江组，目前已发现4个含油滚动背斜。滚动背斜在珠一、珠三及番禺低隆起内较发育，还可望发现一批小而富集的油田。

5）生油凹陷缓坡带上的油气藏，目的层为第一、第二勘探层系，可能出现如下三类油气藏：①文昌组、恩平组和珠海组地层超覆油气藏；②文昌组、恩平组（生油层）超覆带以上、第一勘探层系内的构造型油气藏；③前第三系基岩（坡上山）油气藏。这类有利的缓坡带有文昌凹陷北坡，珠二坳陷北部及番禺低隆起南部大型屋脊状半背斜的缓翼等。

6）文昌组、恩平组生油层内部，以构造为背景的地层、岩性油气藏，形成这类油气藏的重要部位是大断裂下降盘，例如珠三南断裂下降盘就可能出现与浊积砂体或砂砾岩锥体形成的构造岩性油气藏。

7）珠江组内以构造为背景的砂岩上倾尖灭油气藏，早中新世时期，古珠江三角洲的大量砂屑越过惠州凹陷中轴，在凹陷南部形成较大规模的砂岩上倾尖灭带，与惠州33-1到西江23-1一线的鼻状构造带相配合，有可能出现与泌阳盆地双河油田一样的大油田。

8）生油凹陷夹持的大型隆起，盆地内有东沙隆起和神狐暗沙隆起，它们是勘探大中型油田的最有利地区。例如东沙隆起，它北有惠州凹陷的第三系油源，西南有白云凹陷的第三系油源，隆起上部分下中新统也可能存在低成熟的生油岩，下中新统发育台地礁滩石灰岩和底砂岩，又有各类大型圈闭，特别是礁圈闭，所以具有形成大中型油田的成油条件，是很有含油气远景的新的勘探领域。

9）天然气资源预计珠江口盆地可能出现三类天然气：一是浅成气，即下中新统珠江组低成熟生油岩生成的天然气，主要远景区是白云、开平凹陷；二是深成气，即文昌组生油层的过成熟区内生成的天然气，主要远景区有惠州凹陷、文昌凹陷及白云开平凹陷；三是煤成气，有恩平—珠海组煤系地层生成的天然气和中生界煤系地层生成的天然气。前者主要远景区为文昌凹陷和白云开平凹陷，后者远景区在珠一坳陷东部和东沙隆起南部。

参考文献

王尚文主编，1983，《中国石油地质学》，石油工业出版社。

王善书，1982，"珠江口盆地地质构造的基本特征"，石油学报增刊。

中华人民共和国石油公司南海分公司、中华人民共和国地质勘探公司广州分公司、《南海北部大陆架第三系》编委会，1981，《南海北部大陆架第三系》，广东科技出版社。

冯志强等，1982，"珠江口盆地的构造演化与南海之形成"，地质学报，第56卷第3期。

任纪舜等，1983，《中国大地构造及其演化、1：400万中国大地构造图简要说明》，科学出版社。

刘宝珺，1980，《沉积岩石学》，地质出版社。

李德生等，1983，"中国东部中、新生代盆地与油气分布"，地质学报，第57卷第3期。

李德生等，1986，"京津地区廊固凹陷天然气资源的预测与勘探"，天然气勘探，中国石油学会编。

华东石油学院勘探系，1975，《沉积相》，石油化学工业出版社。

宋之琛等，1985，《东海陆架盆地龙井构造带新生代孢粉学的研究》，安徽科学技术出版社。

陈景山、陈昌明译，1981，《三角洲沉积与油气勘探》，石油工业出版社。

何廉生等，1980，"西沙海槽——新生代裂谷"，地质论评，第26卷第6期。

郭令智等，1983，"西太平洋中、新生代活动大陆边缘和岛弧构造的形成及演化"，地质学报，第57卷第1期。

唐鑫，1980，"南海板块构造格局及其成因"，石油勘探与开发，第1期。

黄汲清等，1977，"中国大地构造基本轮廓"，地质学报，第2期。

黄第藩，1982，《中国陆相油气生成》，石油工业出版社。

翟光明等，1983，"中国南海北部石油地质特征及油气远景"，《第十一届世界石油会议报告论文集》，石油工业出版社。

戴金星等，1989，《天然气地质概论》，石油工业出版社。

A.G.费希尔，1980，《石油与板块构造》，石油工业出版社。

[法]B.P.蒂索、[西德]D.H.威尔特著，徐永元、徐濂、郝石生等译，1982，《石油形成与分布》，石油工业出版社。

[美]C.E.佩顿编，牛毓荃等译，1977，《地震地层学》，石油工业出版社。

[美]F.J.佩蒂庄，李泽瑜译，1972，《砂和砂岩》，科学出版社。

[美]M.塔尔沃尼等编，郭令智等译，1984，《岛弧、海沟和弧后盆地》，海洋出版社。

R.J.韦默著，1978，陈景山译，1982，《三角洲和浅海砂岩的沉积、构造及石油分布》，石油工业出版社。

Sheriff, R. E., 1980, Seismic Stratigraphy, IHRDC U.S.A.

Nagtegaal, P.J.C., 1980, Clastic Reservoir Rocks Origin, Diagenesis and Quality, Memoir of the "International Meeting on Petroleum Geology", Beijing China.

图版说明及图版

珠江口盆地化石图版说明

有孔虫化石图版 I

1~3、5~7.*Globorotalia truncatulinoides* d'Orbigny　截锥圆辐虫

1~3,背、缘、腹视,×100,F85035,XJ24-3-1 井,深 200m,第四系。

5~7.腹、缘、背视,×110,PY27-1-1 井,深 510m,更新统。

4、8.*Globorotalia multicamerata* Cushman et Jarvis　多室圆辐虫

腹、背视,×65,F79018,zhu5 井,深 377.65m,万山组。

9~11.*Globorotalia tosaensis* Takayanagi et Saito　土佐圆辐虫

背、缘、腹视,×210,F85036,XJ24-3-1 井,深 340m,万山组。

12~14.*Globorotalia limbata* (Fornasini)　镶边圆辐虫

背、缘、腹视,×50,F79015,Zhu5 井,深 358.19m,万山组。

15~17.*Globorotalia miocenica* Palmer 中新圆辐虫,

腹、缘、背视,×55,F81006,Zhu5 井,深 367.82m,万山组。

有孔虫化石图版 II

1~3.*Globorotalia margaritae* Bolli et Bermudez　玛氏圆辐虫

腹、缘、背视,×130,F85038,XJ24-3-1 井,深 500m,万山组。

4~6.*Globorotalia archeomenardii* Bolli　弓敏纳圆辐虫

腹、缘、背视,×140,F85059,HF33-3-1 井,深 1820m,珠江组。

7~9.*Globorotalia peripheroronda* Blow et Banner　缘圆圆辐虫

背、缘、腹视,×170,F85061,HF33-3-1 井,深 1670m,韩江组。

10、11.*Globorotalia (?)jiaoweiensis* Qin　角尾圆辐虫(?)

腹、背视,×340,F81009,Zhu1 井,深 933.6m,珠江组。

12.*Cassigerinella chipolensis* (Cushman et Ponton)奇波拉甲抱虫

侧口视,×350,F81010,Zhu1 井,深 933.6m,珠江组。

13~15.*Globorotalia acostaensis* (Blow)　无脊圆辐虫

腹、缘、背视,×110,F85063,HF33-3-1 井,深 930m,粤海组。

16、17.*Globorotalia dutertrei* (d'Orbigny)　杜台德圆辐虫

腹、背视,×95,F81012,zhu5 井,深 396.58m,万山组。

有孔虫化石图版 III

1~3.*Globoquadrina altispira* (Cushman et Jarvis)　高旋方球虫

腹、缘、背视,×110,F85050,XJ24-3-1 井,深 330m,万山组。

4~6.*Globoquadrina globosa* Bolli　球状方球虫

腹、缘、背视,×110,F81021,zhu1 井,深 329.6m,万山组。

7~9.*Globoquadrina dehiscens* (Cushman)　裂开方球虫

腹、缘、背视，×170,F85051,XJ24-3-1 井,深 1785m,珠江组。

10、11.*Sphaeroidinellopsis subdehiscens* (Blow)　亚果裂类球形虫
腹、背视，×125,F81027,zhu7 井,深 403.03m,万山组。

12、13.*Sphaeroidinellopsis seminulina* (Schwager)　半缺类球形虫
腹、背视，×90,F81028,zhu5 井,深 358.19m,万山组。

14、15.*Globigerinoides extremus* Bolli　最斜拟抱球虫
腹、背视，×90,F81019,zhu4 井,深 355.92m,万山组。

16、17.*Globigerinoides obliquus* Bolli　斜室拟抱球虫
背、腹视，×95,F81018,zhu4 井,深 78.29m,万山组。

18～20.*Globorotalia siakensis* LeRoy　夏克圆辐虫
腹、缘、背视，×140,F85064,HF33-3-1 井,深 1760m,韩江组。

21.*Sphaeroidinella dehiscens* (Parker et Jarves)　果裂小球形虫
腹视，×140,F85053,XJ24-3-1 井,深 390m,万山组。

有孔虫化石图版Ⅳ

1、2.*Pulleniatina finalis* Banner et Blow　平扭普林虫
侧、缘视，×65,F79102,Zhu5 井,深 10m,第四系。

3、4.*Pulleniatina primalis* Banner et Blow　初始普林虫
腹、背视，×110,F85052,XJ24-3-1 井,深 380m,万山组。

5、6.*Globigerina crassireticulata* Qin　粗网抱球虫
腹、背视，×90,F81016,Zhu4 井,深 78.29m,万山组。

7、8.*Globigerina ciperoensis* Bolli　西帕罗抱球虫
腹、背视，×210,F85086,HZ08-1-1 井,深 2881m,珠江组。

9-11.*Globigerina nepenthes* Todd　蛛形抱球虫
缘、腹、背视，×120,F81015,Zhu7 井,深 652m,粤海组。

12.*Orbulina sutularis* Bronnimann　缝线圆球虫
侧视，×200,F85054,XJ24-3-1 井,深 1150m,韩江组。

13.*Praeorbulina glomerosa* (Blow)　圆球先圆球虫
侧视，×95,F85073,HF33-3-1 井,深 1750m,韩江组。

14.*Globigerinatella insueta* Cushman et Stainforth　新奇小抱球虫
侧视，×130,F85081,HF33-3-1 井,深 1980m,珠江组。

15.*Globigerinoides transitoria* Blow　过渡拟抱球虫
侧视，×110,F85049,XJ24-3-1 井,深 1785m,珠江组。

16、17.*Praeorbulina glomerosa* (Blow)　圆球先圆球虫
腹、背视，×95,F85077,HF33-3-1 井,深 1780m,珠江组。

珠江口盆地孢粉化石图版说明

（除注明者外,所有图影均放大 800 倍）

孢粉化石图版Ⅰ

1.*Pediastrum boryanum* var. *longicorne* Raciborski　短棘盘星藻长角变种
22-5,HJ15-1-1 井,深 1548.87m,文昌组。

2.Microforaminifer linings　微有孔虫碎片
32-1,HZ21-1-1 井,深 2550m,珠江组。

3、4.*Hystrichosphaeridium* sp.　　苔球藻未定多种

3.21-2,EP17-3-1 井,深 3326.30m,恩平组。

4.31-19, HZ23-1-1 井, 深 3280m, 珠海组。

5.*Lingulodinium machaerophorum*(Defl.et Cooks.)Wall　　小刀舌藻

30-36,HZ23-1-1 井,深 3160m,珠江组。

6.Concentricystis panshanensis Jiabo　　盘山环纹藻

24-9,HJ15-1-1 井,深 1205m,珠江组。

7.*Millioudodinium* sp.　　米氏藻未定种

22-22,HJ15-1-1 井,深 990m,韩江组。

8.*Cicatricosisporites dorogensis* R.Pont.&.Gell.　　多罗格无突肋纹孢

1-9,XJ24-3-1 井,深 3395m,珠海组。

9.*Osmundacidites wellmanii* Couper　　威氏紫萁孢

3-15,XJ24-3-1 井,深 2567.50m,珠江组。

10.*Distaltriangulisporites hubeiensis* Ma　　湖北远极三角孢

5-1,LF1-1-1 井,深 3447.95m,。

11.*Cyclophorusisporites nanhaiensis* Zhang　　南海石韦孢

8-30,PY20-1-1 井,深 2801m,珠江组。

孢粉化石图版 II

1.*Polypodiaceaesporites crassicoides* (Krutzsch)Li　　厚壁水龙骨单缝孢

11-26,YJ36-1-1 井,深 1100m,韩江组。

2.*Polypodiaceaesporites haardti* (Pot.et Ven.)Thiergart　　哈氏水龙骨单缝孢

23-25,HJ15-1-1 井,深 1130～1135m,珠江组。

3.*Polypodiisporites favus* R.Potonie　　具巢瘤纹水龙骨单缝孢

24-32,HJ15-1-1 井,深 1214m,珠江组。

4.*Polypodiisporites usmensis* (Van der Hamman)Sun et Li　　乌斯曼瘤纹水龙骨单缝孢

25-39,HJ15-1-1 井,深 1290m,恩平组。

5.*Polypodiaceoisporites regularis* Zhang　　规则具环瘤面孢

2-36,XJ24-3-1 井,深 2675m,珠江组。

6.*Polypodiisporites* sp.　　瘤纹水龙骨单缝孢未定种

8-25,PY20-1-1 井,深 2801m,珠江组。

7.*Extrapunctatosporis ovatus* Zhang　　卵形外颗粒单缝孢

8-29,PY20-1-1 井,深 2801m,珠江组。

8.*Microfoveolatosporis* sp.　　细穴单缝孢未定种

27-20,HJ15-1-1 井,深 1290m,恩平组。

9.*Deltoidospora regularis* (Pflug)Sung & Zhang　　规则三角孢

22-36,HJ15-1-1 井 ,深 1025～1030m,韩江组。

10.*Magnastriatites howardi* Germeraad ,Hopping et Muller　　哈氏粗肋孢

21-8,X500。EP17-3-1 井,深 3600m,恩平组。

11.*Lygodiumsporites microadriensis*(Krutzsch)Ke et Shi　　小艾德里海金砂孢

25-39,HJ15-1-1 井,深 1290m,恩平组。

12.*Pterisisporites fatangularis* Liu　　厚角凤尾蕨孢

28-21,HJ15-1-1 井,深 1547.50m, 文昌组。

13.*Pterisisporites tuberus* Song, Li et Zhong　　块瘤凤尾蕨孢

29-38,HJ15-1-1 井,深 1547.50m,文昌组。

14.*Multinodisporites taizhouensis* Liu　　泰州繁瘤孢
　29-25,HJ15-1-1 井,深 1548.87m,文昌组。
15.*Leptolepidites verrucatus* Couper　　块瘤莱蕨孢
　25-6,HJ15-1-1 井,深 1548.87m,文昌组。
16.*Undulatisporites* sp.波缝孢未定种
　2-36, XJ24-3-1, 深 2361.80m, 珠江组。
17.*Echinotis poris* cf.*levidensis* (Balme) Srivastava 莱维顿刺纹孢(比较种)
　29-39,HJ15-1-1 井,深 1547.50m,文昌组。
18.*Crassoretitriletes nanhaiensis* Zhang et Li　　南海粗网孢
　11-12,YJ36-1-1 井,深 1870～1873m,珠江组。

孢粉化石图版Ⅲ

1、2.*Dacrydiumites florinii* Cookson et Pike　　佛罗尼泪杉粉
　1.11-27,YJ36-1-1 井,深 1100m,韩江组。2.31-13,HZ23-1-1 井,深 3280m,珠海组。
3、4*Pinuspollenites labdacus* f.*minor* R.Potonie　　小型双束松粉
　3.26-32,HJ15-1-1 井,深 1330～1335m,恩平组。4. 13-7, WC19-1-3 井, 深 2327-2330m, 文昌组。
5.*Pinuspollenites labdacus* f.*maximus* R.Potonie　　大型双束松粉
　23-31,HJ15-1-1 井,深 1140～1145m,珠江组。
6.*Tsugaepollenites igniculus* f.*minor* R.Pot. et Ven.　　小型具缘铁杉粉
　26-7,HJ15-1-1 井,深 1290m,恩平组。
7.*Podocarpites nageiaformis* (Zakl.)Krutzsch　　竹柏型罗汉松粉
　13-35,WC19-1-3 井,深 2459～2462m,文昌组。
8.*Cedripites pusillus* (Zauer)Krutzsch　　小雪松粉
　3-20,XJ24-3-1 井,深 2567.5m,珠江组。
9～11.*Taxodiaceaepollenites hiatus* (R.Pot.)Kremp　　破隙杉粉
　9.24-25,HJ15-1-1 井,深 1214m,珠江组。
　10.24-26,HJ15 1-1 井,深 1214m,珠江组。
　11.32-22,HZ21-1-1 井,深 3210m,珠江组。
12.*Inaperturopollenites dubius* (Pot. et Ven.)Thomson et Pflug　　变形无口器粉
　29-21,HJ15-1-1 井,深 1548.87m,文昌组。
13.*Ephedripites (Distachyapites)fushunensis* Sung et Tsao 1973　　抚顺麻黄粉
　29-2,HJ15-1-1 井,深 1548.87m,文昌组。
14.*Ephedripites (Distachyapites)trinata* (Zakl.) Krutzsch　　三肋麻黄粉
　29-4,HJ15-1-1 井,深 1548.87m,文昌组。
15.*Ephedripites (Distachyapites) scabridus* Song et Zheng　　粗糙麻黄粉
　11-39、WC19-1-3 井,深 1676～1679m,文昌组。
16.*Ephedripites (Distachyapites)megafusiformis* Ke et Shi　　大梭形麻黄粉
　12-41、WC19-1-3 井,深 2168～2171m,文昌组。

孢粉化石图版Ⅳ

1.*Salixipollenites trochuensis* Srivastava　　卓州柳粉
　25-32,HJ15-1-1 井,深 1290m,恩平组。
2.*Retitricolpites obtusus* Hoeken-Klinkenbeg　　椭圆网纹三沟粉

12–17,WC19–1–3 井,深 1724～1727m,文昌组。

3.*Caryapollenites triangulus* (Pflug) Krutsch　三角山核桃粉
23–35,HJ15–1–1 井,深 1140～1145m,珠江组。

4.*Caryapollenites simplex*(R. Pot.) Raatz　光山核桃粉
23–34,HJ15–1–1 井,深 1140～1145m,珠江组。

5.*Pterocaryapollenites stellatus* (R.Pot.)Raatz　星形枫杨粉
23–27,HJ15–1–1 井,深 1130～1135m,珠江组。

6.*Juglanspollenites verus* Raatz　真胡桃粉
26–10,HJ15–1–1 井,深 1295m。恩平组。

7.*Celtispollenites dongyingensis* Ke et Shi　东营朴粉
25–25,HJ15–1–1 井,深 1265m,珠江组。

8.*Engelgardtiodites microcoryphaeus* (R.Pot.)R.Potonie, Thomson et Thiergart　小首黄杞粉
23–7,HJ15–1–1 井,深 1045～1050m,珠江组。

9、10.*Alnipollenites verus* (R.Pot.)R. Potonie　真桤木粉
9.31–23,HJ23–1–1 井,深 3310m,珠海组。
10.23–5,HZ23–1–1 井,深 3280m,珠海组。

11.*Alnipollenites metaplasmus* (R.Pot.) R.Potonie　变形桤木粉
26–19,HJ15–1–1 井,深 1305m,恩平组。

12.*Betulaceoipollenites bituitus* (R.Pot.) R.Potonie　拟桦粉
2–28,XJ24–3–1 井,深 2450m,珠江组。

13.*Momipites coryloides* Wodehouse　拟榛粉
1–25,XJ24–3–1 井,深 3330m,珠海组。

14.*Momipites triletipollenites* (Rouse) Nichols　三皱痕拟榛粉
25–33,HJ15–1–1 井,深 1290m,恩平组。

15.*Casuarinidites cainozoicus* Cookson et Pike　新生木麻黄粉
23–13,HJ15–1–1 井,深 1095～1100m 珠江组。

16、17.*Cupuliferoipollenites pusillus*(R.Pot.)R.Potonie　小栗粉
16.13–8,WC19–1–3 井,深 2375～2378m,文昌组。17.23–23,HJ15–1–1 井,深 1125～1130m 珠江组。

18、19.*Cupuliferoipollenites oviformis* (R.Pot.)R.Potonie　卵形栗粉
18.8–26,PY20–1–1 井,深 2801m,珠江组。
19.24–13,HJ15–1–1 井,深 1214m 珠江组。

20.*Quercoidites minutus*(Zakl.) Ke et Shi　小栎粉
1–3,XJ24–3–1 井,深 3435m 珠海组。

21.*Quercoidites microhenricii* (Pot.) Potonie　小亨氏栎粉
24–35,HJ15–1–1 井,深 1217.18m,珠江组。

22.*Ulmipollenites minor* J.Groot et R.Groot　小榆粉
22–7,HJ15–1–1 井,深 1548.87m,文昌组。

23.*Ulmoideites krempii* Anderson　克氏脊榆粉
8–10,LF1–1–1 井,深 3279～3282m,文昌组。

24.*Ulmipollenites undulosus* Wolff　波形榆粉
13–4,WC19–1–3 井,深 2327～2330m,文昌组。

25、26.*Liquidambarpollenites stigmosus*(R.Pot.)Raatz　满点枫香粉
25.32–31,HZ21–1–1 井,深 3700m,恩平组。
26.24–10,HJ15–1–1 井,深 1214.00m 珠江组。

27.*Chenopodipollis microporatus* (Nakoman)Liu　小孔藜粉
30–26,HZ23–1–1 井,深 2680m,珠江组。

28.*Graminidites media* Cookson　　中型禾本科粉

8-19,PY20-1-1 井,深 2799.80m,珠江组。

29.*Ericipites ericius* Potonie　　杜鹃粉

11-2,YJ36-1-1 井,深 2473～2476m,珠海组。

30.*Elaengnacites huanghuaensis* Ke et Shi　　黄骅胡颓子粉

28-15,HJ15-1-1 井,深 1547.50m,文昌组。

31、32.*Symplocospollenites* spp.　　山矾粉未定多种

31.13-3,WC19-1-3 井,深 2195～2198m,文昌组。32.24-37,HJ15-1-1 井,深 1217.18m 珠江组。

33.*Psilabrevitricolpites rotundus* Hoeken-Klinkenberg　　圆短三沟粉

25-16,HJ15-1-1 井,深 1217.18m,珠江组。

34、35.*Gothanipollis bassensis* Stover　　信什高腾粉

34.1-4,XJ24-3-1 井,深 3435m,珠海组。35.32-29,HZ21-1-1 井,深 3650m,恩平组。

孢粉化石图版Ⅴ

1、2.*Margocolporites vanwijhei* Germeraad, Hopping et Muller　　封维汉边沟孔粉

1.1-1,XJ24-3-1 井,深 3435m,珠海组。2.11-20,YJ36-1-1 井,深 1450m,珠江组。

3.*Tiliaepollenites instructus* R.Potonie　　椴粉

24-17,HJ15-1-1 井,深 1214.00m,珠江组。

4.*Magnolipollis fusiformis* Ke et Shi　　梭形木兰粉

3-27,XJ24-3-1 井,深 2567.50m,珠江组。

5.*Ilexpollenites longipolliniata* (Traverse)Sun et Li　　长冬青粉

25-29,HJ15-1-1 井,深 1265m,珠江组。

6.*Nyssapollenites sinensiformis* Ke et Shi　　中国紫树粉

12-4,WC19-1-3 井,深 1676～1679m,文昌组。

7.*Marginipollis elegans* Zheng　　锦致厚沟缘粉

22-1,HJ15-1-1 井,深 1548.87m,文昌组。

8.*Trochodendrons* sp.　　昆栏树粉未定种

33-1,HZ21-1-1 井,深 4000m,恩平组。

9.*Florschuetzia levipoli* Germeraad, Hopping et Muller　　光极弗氏粉

30-17,HZ23-1-1 井,深 2680m,珠江组。

10.*Florschuetzia* cf.*levipoli* Germeraad, Hopping et Muller　　光极弗氏粉(比较种)

26-27,HJ15-1-1 井,深 1330～1335m,恩平组。

11.*Florschuetzia trilobata* Germeraad,Hopping et Muller　　三瓣弗氏粉

20-10,XJ24-3-1 井,深 1850m,珠江组。

12.*Zonocostites* cf.*ramonae* Germeraad, Hopping et Muller　　罗曼娜环孔粉(比较种)

22-14,HJ15-1-1 井,深 1525m,文昌组。

13.*Trilobapollis ellipticus* Sun, Kung et Li　　椭圆三瓣粉

2-2,XJ24-3-1 井,深 2354m,珠江组。

14.*Hydrocotaepites pachydermus* (Sun et al.)Zheng　　厚壁天胡荽粉

2-29,XJ24-3-1 井,深 2500m,珠江组。

15、16.*Dicolpopollis kockelii* Pflanzi　　柯氏双沟粉

15.23-19,HJ15-1-1 井,深 1095～1100m,珠江组。16.22-15,HJ15-1-1 井,深 1295m,恩平组。

17.*Meliaceoidites rhomboiporus* Wang　　菱孔楝粉

24-33,HJ15-1-1 井,深 1214m,珠江组。

18、19.*Rutaceoipollis ovatus* Sung & Tsao　　卵形芸香粉

9-39,HZ08-1-1 井,深 3538m,恩平组。

20.*Pentapollenites jiangsiensis* He et Sun　　江西五边粉

12-8,WC19-1-3 井,深 1676～1679m,文昌组。

21.*Pentapollenites paradolium* zhou　　副桶形五边粉

13-37,WC19-1-3 井,深 2532～2534m,文昌组。

22.*Pentapollenites minor* Song,Li et Zhong　　小五边粉

22-10,HJ15-1-1 井,深 1290m,恩平组。

23.*Pentapollenites pentagulus* Krutzch　　五边五边粉

11-36,WC19-1-3 井,深 1676～1679m,文昌组。

24.*Convoxlvulus* sp.旋花粉(未定种)

23-38,HJ15-1-1 井,深 1140～1145m,珠江组。

25.*Persicarioipollis* sp.　　蓼粉(未定种)

24-24,HJ15-1-1 井,深 1214m,珠江组。

26.*Tetraporopollenites* sp.　　四孔粉(未定种)

23-1,HJ15-1-1 井,深 1025～1030m,珠江组。

27.*Lonicerapollis intrabaculus* Sung & Zheng　　内刺忍冬粉

31-6,HZ23-1-1 井,深 3280m,珠海组。

珠江口盆地超微化石图版说明

超微化石图版 I

(均×2240)

1.*Discoaster pseudovariabilis* Martini &Worsley (1971)　　假多变盘星石藻

常光,C89044-25,BY7-1-1 井,深 1360m,粤海组。

2.*Discoaster pentaradiatus* Tan (1927)emend Bramlette &Riede (1954)　　五射盘星石藻

常光,C89044-20,BY7-1-1 井,深 1500m,韩江组。

3.*Discoaster hamatus* Matini &Bramlette (1963)　　爪钩盘星石藻

常光,C89005-4,LH11-1-3 井,深 700m,韩江组。

4.*Discoaster neohamatus* Bukry & Bramlette (1969)　　新爪钩盘星石藻

常光,C89045-33,HJ32-1-1 井,深 503m,粤海组。

5.*Discoaster neorectus* Bukry (1971)　　新直盘星石藻

常光,C89045-25,HJ32-1-1 井,深 503m,粤海组。

6.*Discoaster bollii* Martini & Bramlette (1963)　　波利盘星石藻

常光,C89044-10,BY7-1-1 井,深 1500m,韩江组。

7.*Discoaster pansus* (Bukry & percival, 1971) Bukry (1973)

常光,C89042-13,BY7-1-1 井,深 1000m,万山组。

8.*Discoaster variabilis* Martini & Bramlette (1963)　　多变盘星石藻

常光,C89042-19,BY7-1-1 井,深 1020m,万山组。

9.*Discoaster brouweri* Tan (1927) emend. Bramlette & Riedel (1954)　　勃劳威盘星石藻

常光,C89003-7,LH4-1-1 井,深 660m,韩江组。

10.*Catinaster coalitus* Martini & Bramlette (1963)　　连结碗星石藻

常光,C89003-30,LH4-1-1 井,深 740m,韩江组。

11.*Catinaster calyculus* Martini & Bramlette (1963)　　萼状碗星石藻

常光,C89003-37,LH4-1-1 井,深 860m,韩江组。

12.*Discoaster variabilis* Martini & Bramlette (1963)　多变盘星石藻
常光,C89003-35,LH4-1-1 井,深 780m,韩江组。

超微化石图版Ⅱ

(均×2240)

1、2.*Sphenolithus abies* Deflandre & Fert (1954)　冷杉楔石藻
正交偏光,C89001-39、40,BY7-1-1 井,深 1060m,粤海组。

3、4.*Sphenolithus heteromorphus* Deflandre (1953)　异形楔石藻
正交偏光,C89014-20、21,LF15-1-1 井,深 1875.5m,珠江组。

5、6.*Sphenolithus heteromorphus* Deflandre (1953)　异形楔石藻
正交偏光,C89020-13、14,BY7-1-1 井,深 2025m,珠江组。

7、8.*Sphenolithus belemnos* Bramlette & Wilcoxon (1967)　箭形楔石藻
正交偏光,C88023-31、32,HZ33-1-1 井,深 2212.00m,珠江组。

9、10.*Sphenolithus belemnos* Bramlette & wilcoxon (1967)　箭形楔石藻
正交偏光,C88016-8、9,LF13-1-2 井,深 2160m,珠江组。

11、12.*Sphenolithus conicus* Bukry (1971)　圆锥楔石藻
正交偏光,C87002-1、2,BY7-1-1 井,深 2321.0m,珠江组。

13.*Sphenolithus ciperoensis* Bramlette & wilcoxon (1967)　西帕罗楔石藻
正交偏光,C88022-27,PY27-1-1 井,深 3327.2m,珠海组。

14、15.*Sphenolithus ciperoensis* Bramlettle & wilcoxon (1967)　西帕罗楔石藻
正交偏光,C88024-14、15,PY27-1-1 井,深 3327.2m,珠海组。

16、17.*Sphenolithus dissimilis* Bukry &percival (1971)　异样楔石藻
正交偏光,C89014-27、28,LF15-1-1 井,深 1875.15m,珠江组。

18.*Sphenolithus distentus* (Martini, 1965) Bramlette & wilcoxon (1967)　伸展楔石藻
正交偏光,C88022-38,PY27-1-1 井,深 3327.2m,珠海组。

19、20.*Sphenolithus distentus* (Martini, 1965) Bramlette & wilcoxon (1967)　伸展楔石藻
正交偏光,C88022-23、24,PY27-1-1 井,深 3327.2m,珠海组。

21.*Triquetrorhabdulus rugosus* Bramlette & wilcoxon (1967)　皱三角棒石藻
常光,C89043-13,BY7-1-1 井,深 1180m,粤海组。

22.*Hayaster perplexus* (Bramlette & Riedel, 1954) Bukry (1973)　复杂海氏星石藻
常光,C89003-26,LH4-1-1 井,深 720m,韩江组。

23.*Amaurolithus tricorniculatus* (Gartner, 1967) Gartner & Bukry (1975)　三角黑暗石藻
常光,C89042-14,BY7-1-1 井,深 1000m,万山组。

24.*Sphenolithus moriformis* (Brönnimann & Stradner, 1960) Bramlette & wilcoxon (1967)　桑形楔石藻
正交偏光,C89042-18,BY7-1-1 井,深 1020m,万山组。

25.*Ceratolithus acutus* Gartner & Bukry (1974)　尖刺角石藻
正交偏光,C89042-29,BY7-1-1 井,深 1020m,万山组。

26.*Zygrhablithus bijugatus* (Deflandre in Deflandre & Fert, 1954) Deflandre (1959)　双连对棒石藻
正交偏光,C88017-22,PY27-1-1 井,深 3327.2m,珠海组。

27.*Pontosphaera multipora* (Kamptner, 1948) Roth (1970)　多孔舟石藻
正交偏光,C89023-12,BY7-1-1 井,深 1859m,韩江组。

28.*Discoaster quinqueramus* Gartner (1969)　五枝盘星石藻
常光,C89044-22,BY7-1-1 井,深 1360m,粤海组。

29.*Discoaster berggrenii* Bukry (1971)　伯格尼盘星石藻

常光,C89044-28,BY7-1-1 井,深 1360m,粤海组。

30.*Discoaster bellus* Bukry & percival (1971)　精致盘星石藻

常光,C89003-12,LH4-1-1 井,深 680m,粤海组。

31.*Discoaster moorei* Bukry (1971)　莫氏盘星石藻

常光,C89048-2,LH11-1-1A 井,深 1010m,珠江组。

超微化石图版Ⅲ

(图 5×3000, 其余均×2240)

1、2.*Calcidiscus macintyrei* (Bukry & Bramlette, 1969b) Loeblich & Tappan (1978)　麦氏钙盘石藻

1.常光,2.正交偏光,C89003-17、18,LH4-1-1 井,深 700m,韩江组。

3.*Calcidiscus leptoporus* (Murray & Blackman, 1898) Loeblich & Tappan (1978)　小孔钙盘石藻

正交偏光,C89042-6,BY7-1-1 井,深 980m,万山组。

4.*Gephyrocapsa oceanica* Kamptner (1943)　大洋桥石藻

正交偏光,C89045-4,HJ32-1-1 井,深 180m,第四系。

5.*Coccolithus miopelagicus* (Wallich, 1877) Schiller (1930)　中远洋颗石藻

正交偏光,C84005-7,EP18-1-1 井,深 895m,韩江组。

6.*Reticulofenestra* sp.　网窗石藻（未定种）

正交偏光,C88010-1,HJ15-1-1 井 ,深 1548.87m,恩平组?

7.*Reticulofenestra* sp.　网窗石藻（未定种）

正交偏光,C88005-10,HZ18-1-1 井,深 2581。35m,珠江组。

8.*Reticulofenestra* sp.　网窗石藻（未定种）

正交偏光,C88010-2,HJ15-1-1 井,深 1548.87m,恩平组?

9.*Reticulofenestra pseudoumbilica* (Gartner, 1967) Gartner (1969)　假脐网窗石藻

正交偏光,C89011-7,BY7-1-1 井,深 2870m,珠江组。

10.*Reticulofenestra pseudoumbilica* (Gartner, 1967) Gartner (1969)　假脐网窗石藻

正交偏光,C89014-44,LF15-1-1 井,深 1832.0m,珠江组。

11.*Braarudosphaera bigelowii* (Gran & Braarud, 1935) Deflandre (1947)　典型布拉鲁德石藻

正交偏光,C89049-5,HZ18-1-1 井,深 1700m,韩江组。

12.*Coronocyclus nitescens* (Kamptner, 1963) Bramlette & wilcoxon (1967)　光亮冠圆石藻

正交偏光,C89043-18,BY7-1-1 井,深 1240m,粤海组。

13、14.*Coronocyclus nitescens* (Kamptner, 1963) Bramlette & wilcoxon (1967)　光亮冠圆石藻

13.正交偏光,14.常光,C88012-13、14,BY7-1-1 井,深 2394.0m,珠江组。

15、16.*Helicosphaera sellii* Bukry & Bramlette (1969)　塞氏卷石藻

15.正交偏光,16.常光,C89042-15、16,BY7-1-1 井,深 1020m,万山组。

17.*Cyclicurgolithus floridanus* (Roth & Hay in Hay et al, 1967) Bukry (1971)　佛罗里达圆货石藻

正交偏光,C88022-25,PY27-1-1 井,深 3327.2m,珠海组。

18.*Cyclicargolithus abisectus* (Müller, 1970) wise (1973)　非二裂圆货石藻

正交偏光,C8805-17,HZ18-1-1 井,深 2581.35m,珠江组。

19.*Cyclicargolithus abisectus* (Müller, 1970)Wise (1973)　非二裂圆货石藻

正交偏光,C89011-28,BY7-1-1 井,深 2870.0m,珠江组。

20、21.*Helicosphaera recta* Haq (1966)　直卷石藻

20.正交偏光,21.单偏光,C88023-35、36,HZ33-1-1 井,深 2212.00m,珠江组。

22.*Helicosphaera carteri* (Wallich, 1877)Kamptner (1954)　卡氏卷石藻

正交偏光,C87001-1,LH11-1-1A 井,深 1200m,韩江组。

23.*Helicosphaera carteri* (Wallich, 1877) Kamptner (1954)　卡氏卷石藻

正交偏光,C87001-2,LH11-1-1A 井 ,深 1200m,韩江组。

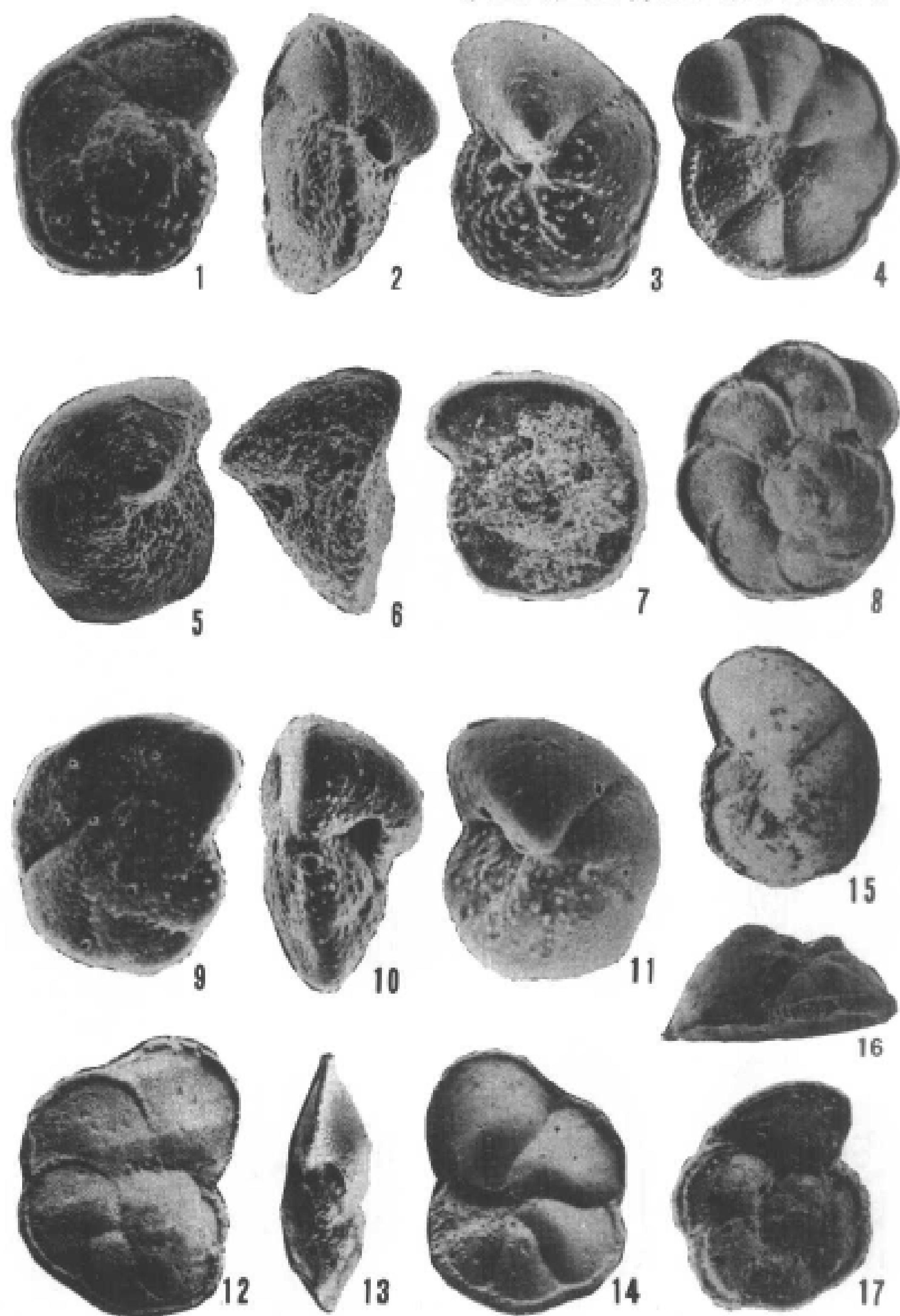
24、25.*Helicosphaera ampliaperta* Bramlette & Wilcoxon (1967) 大孔卷石藻

正交偏光,C89014-42、43,LF15-1-1 井,深 1832.0m,珠江组。

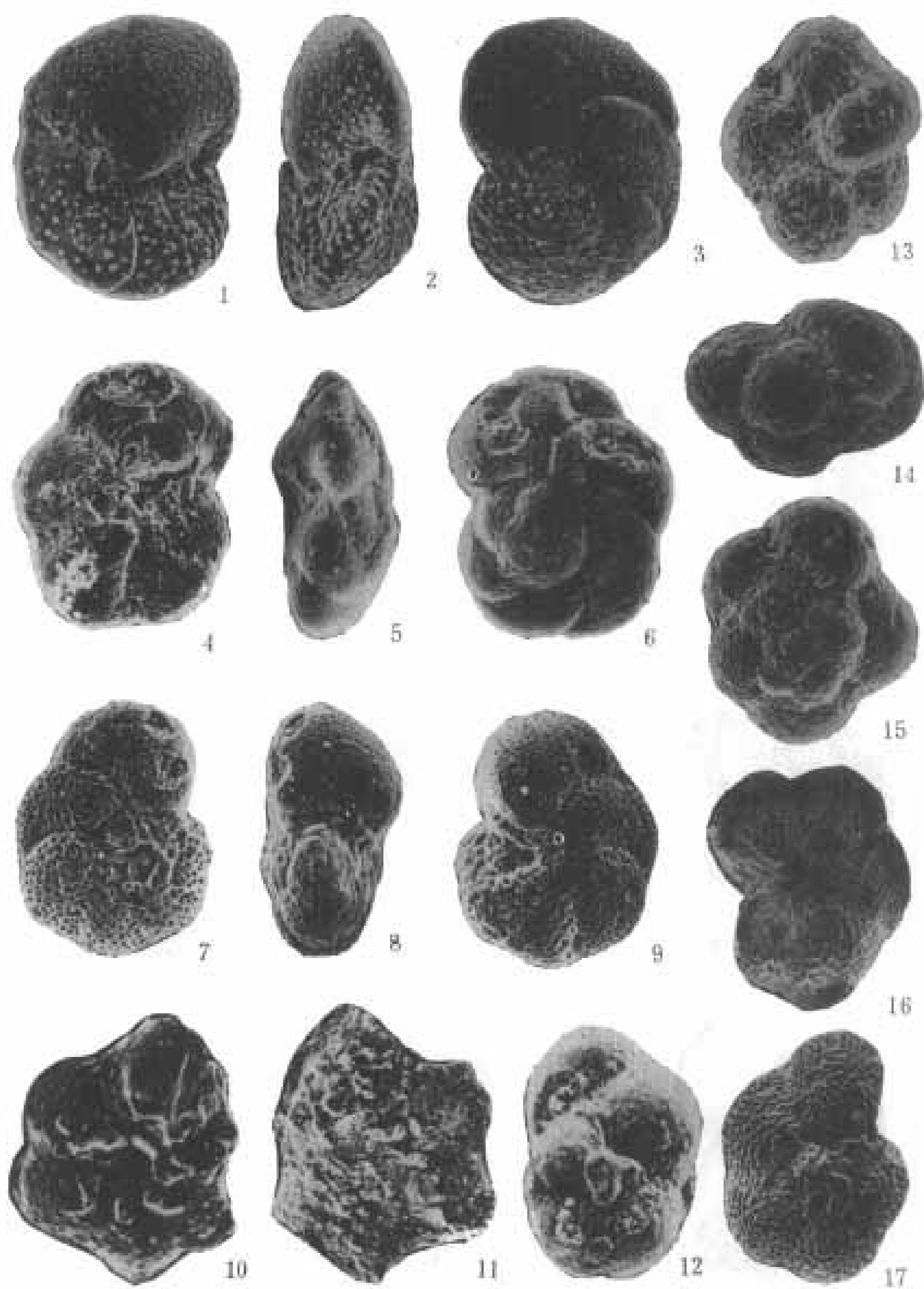
26、27.*Helicosphaera ampliaperta* Bramlette & Wilcoxon (1967) 大孔卷石藻

正交偏光,C89022-7、8,LF13-1-1 井,深 2160m,珠江组。

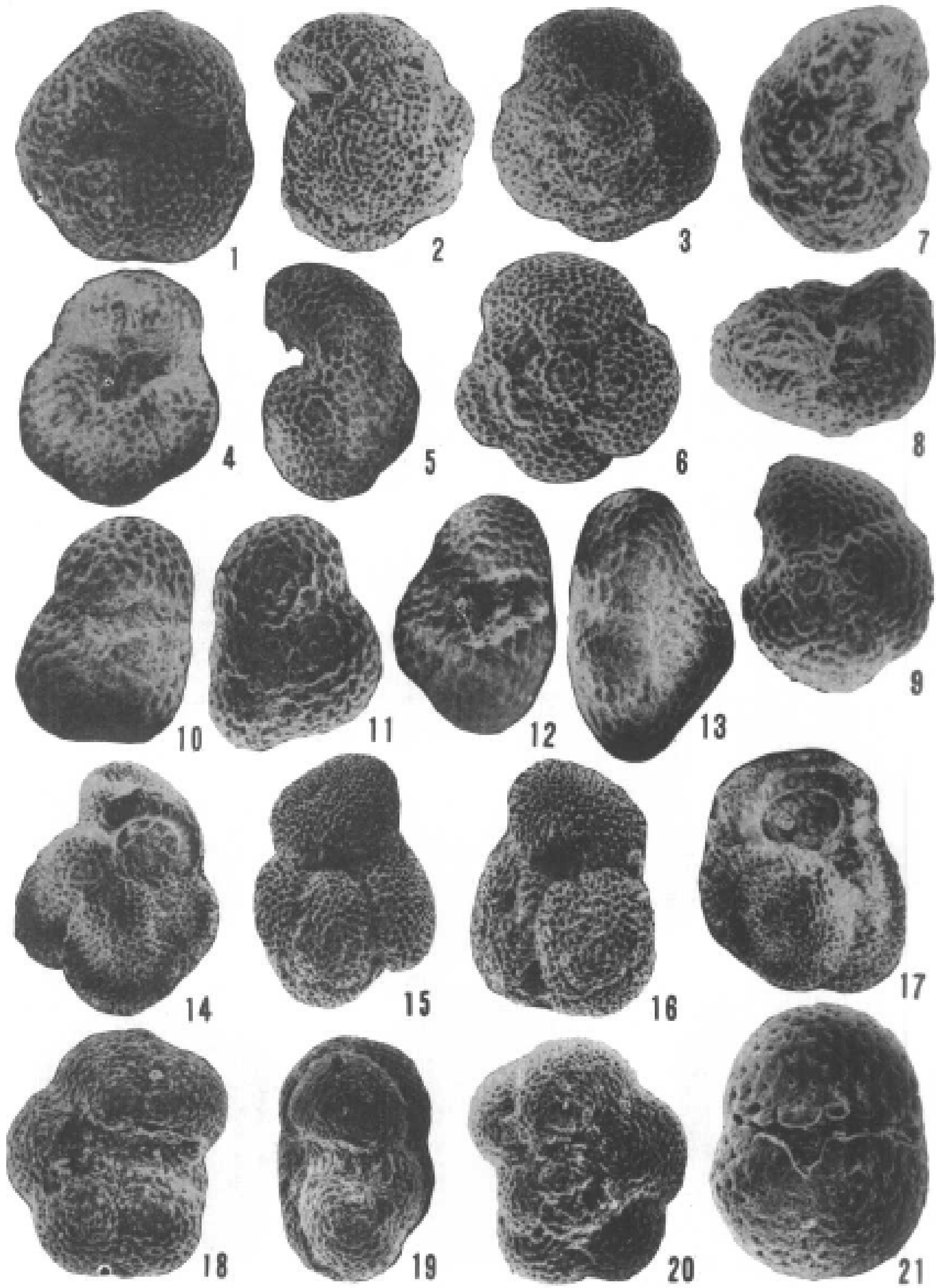
珠江口盆地有孔虫化石图版 I



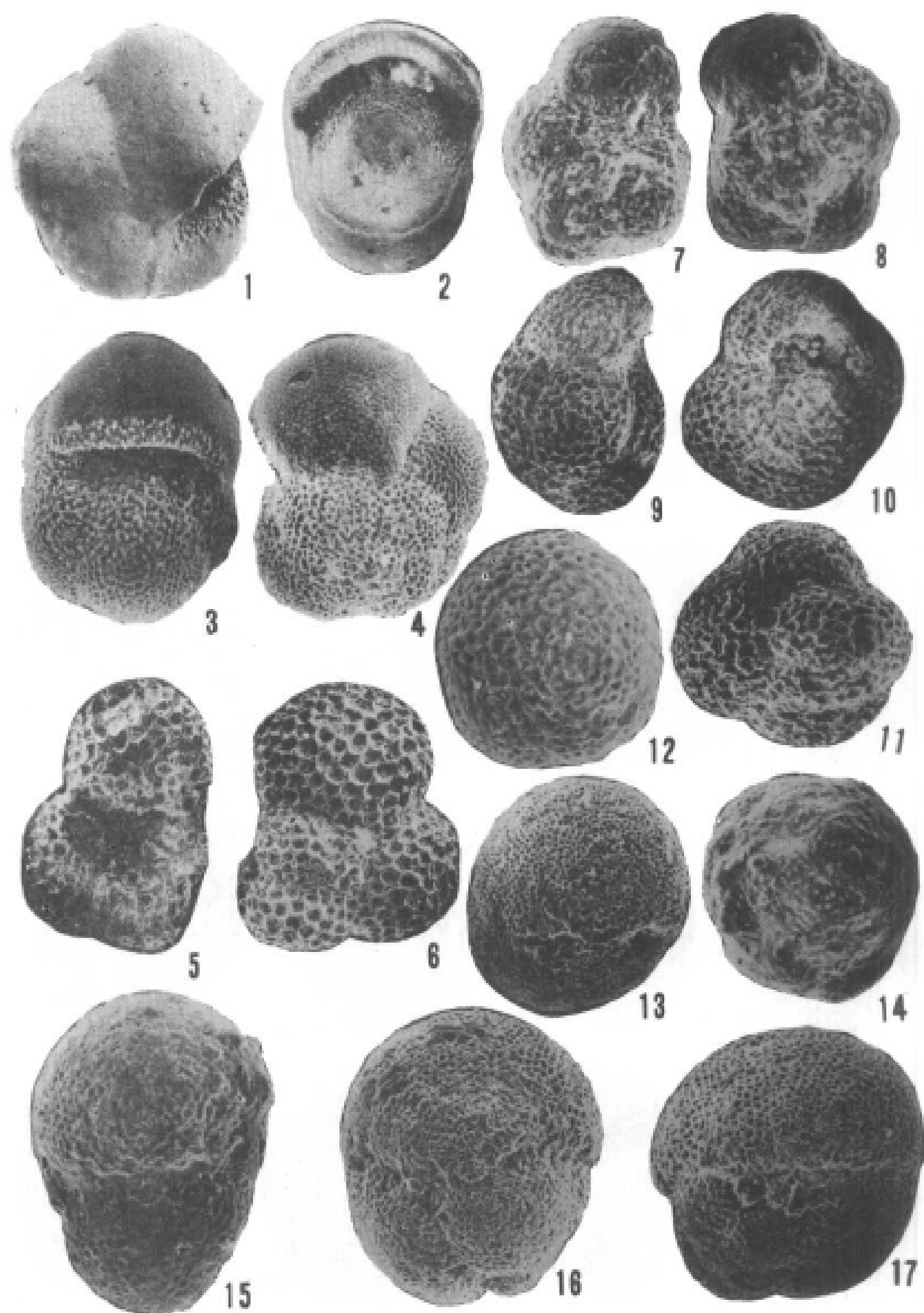
珠江口盆地有孔虫化石图版 II

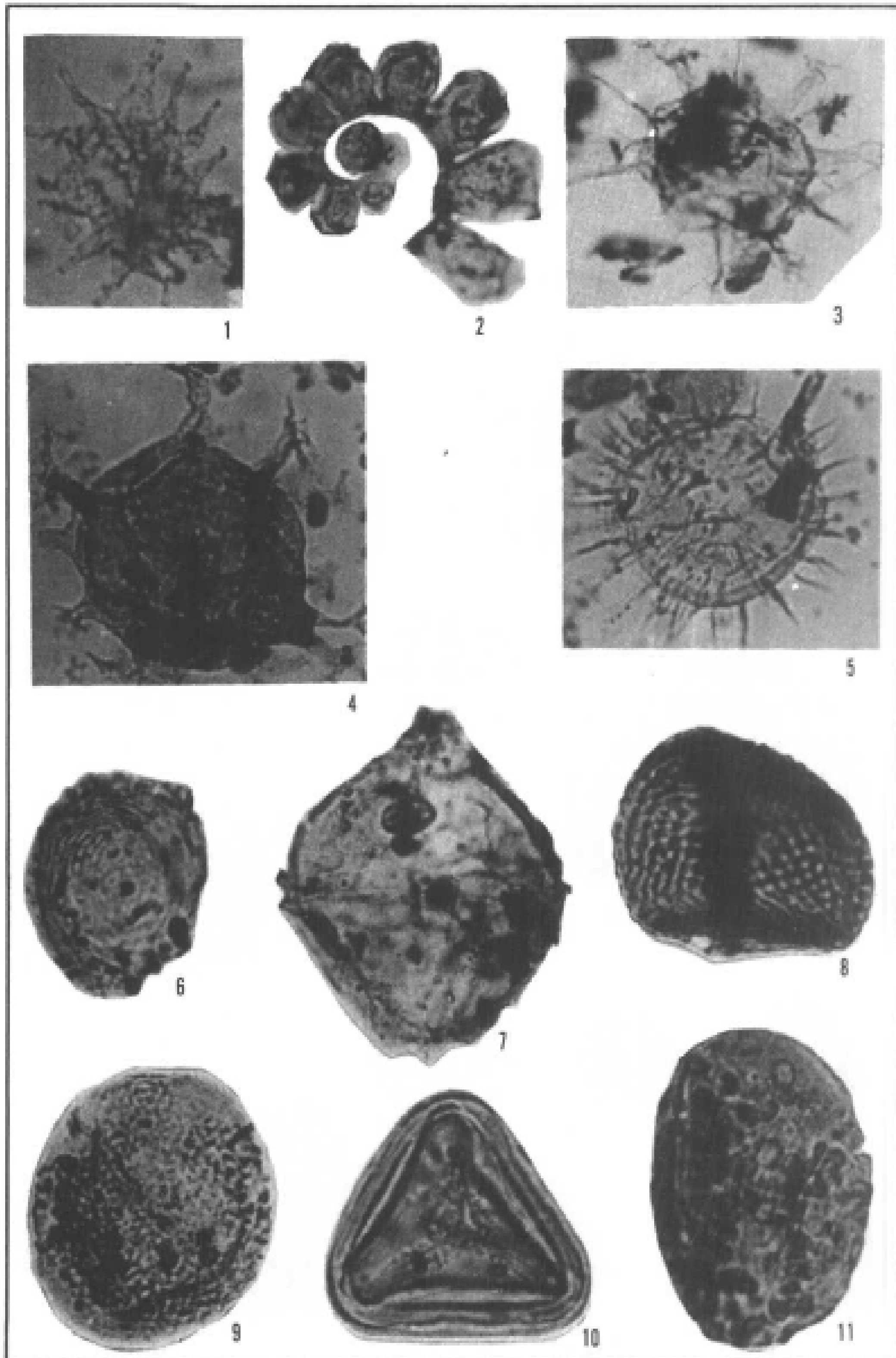


珠江口盆地有孔虫化石图版Ⅲ

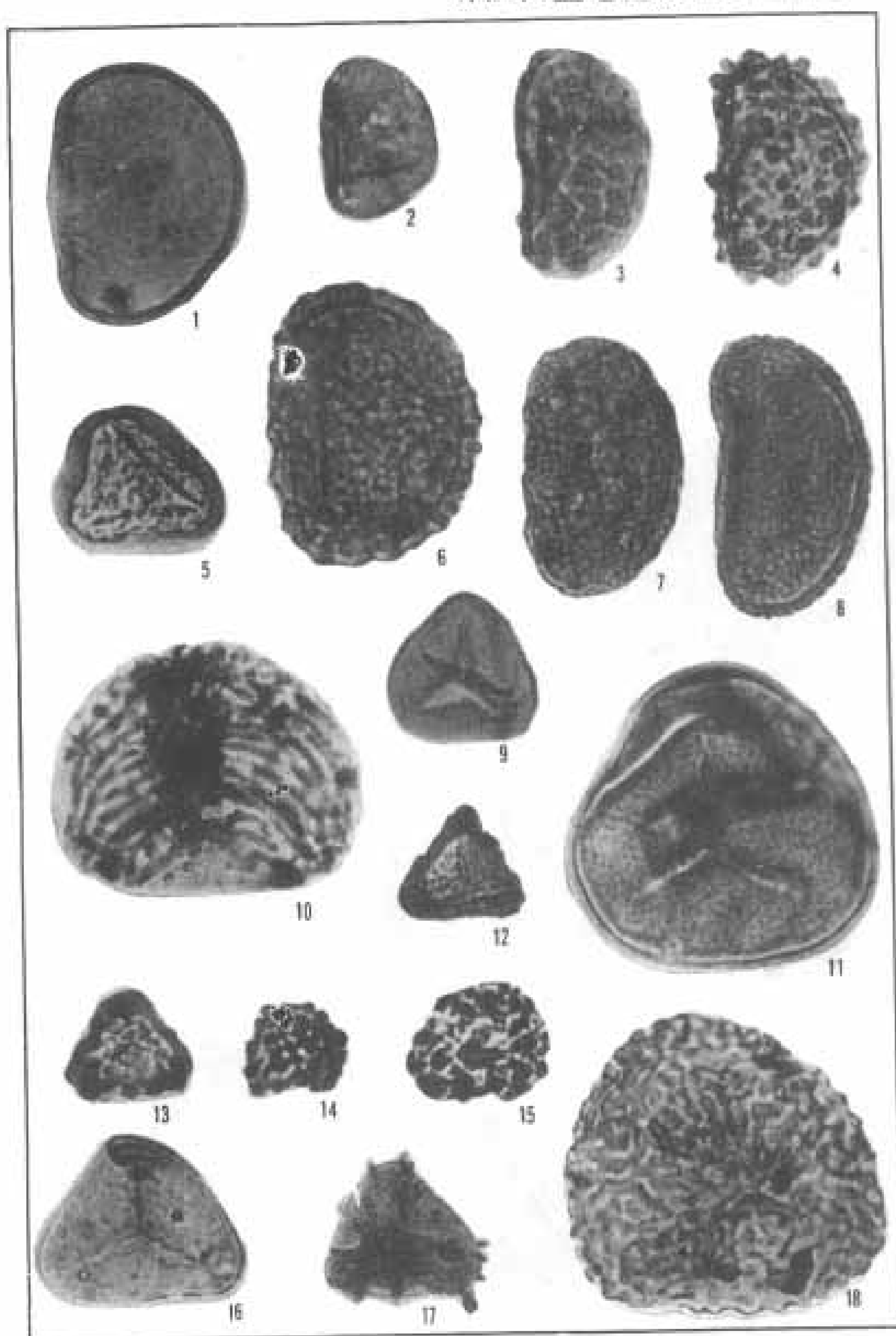


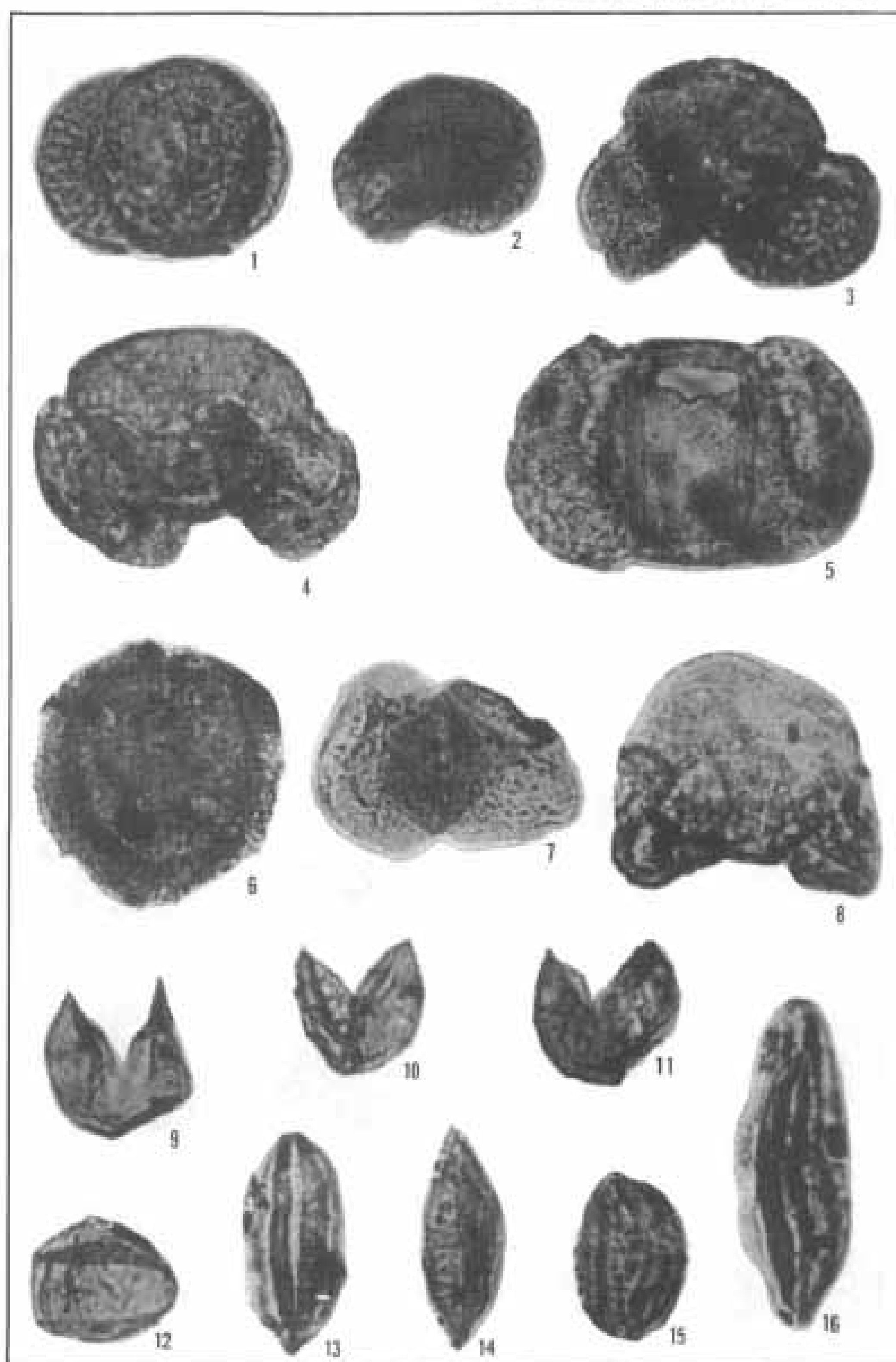
珠江口盆地有孔虫化石图版Ⅳ

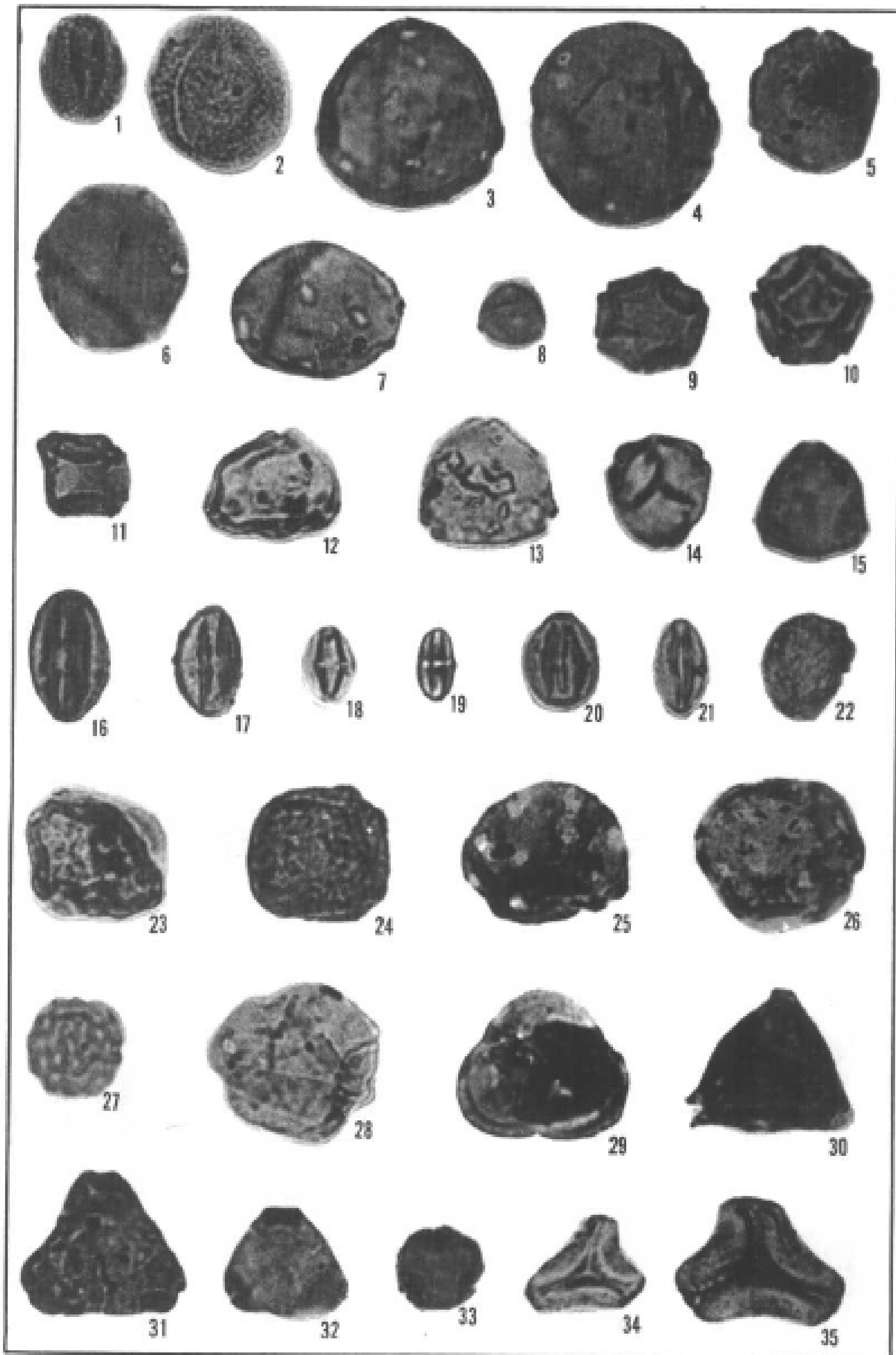


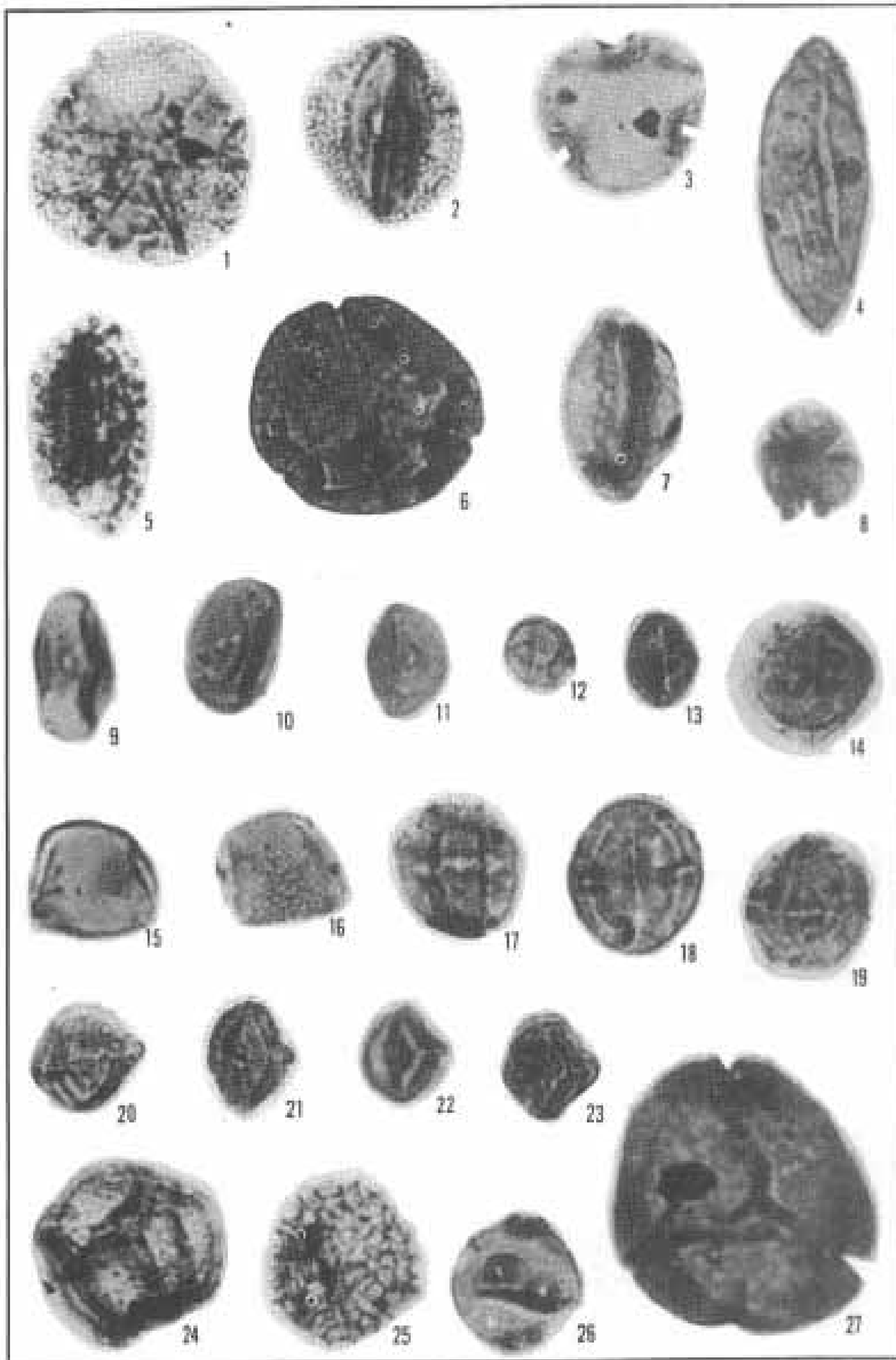

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11

珠江口盆地孢粉化石图版 II

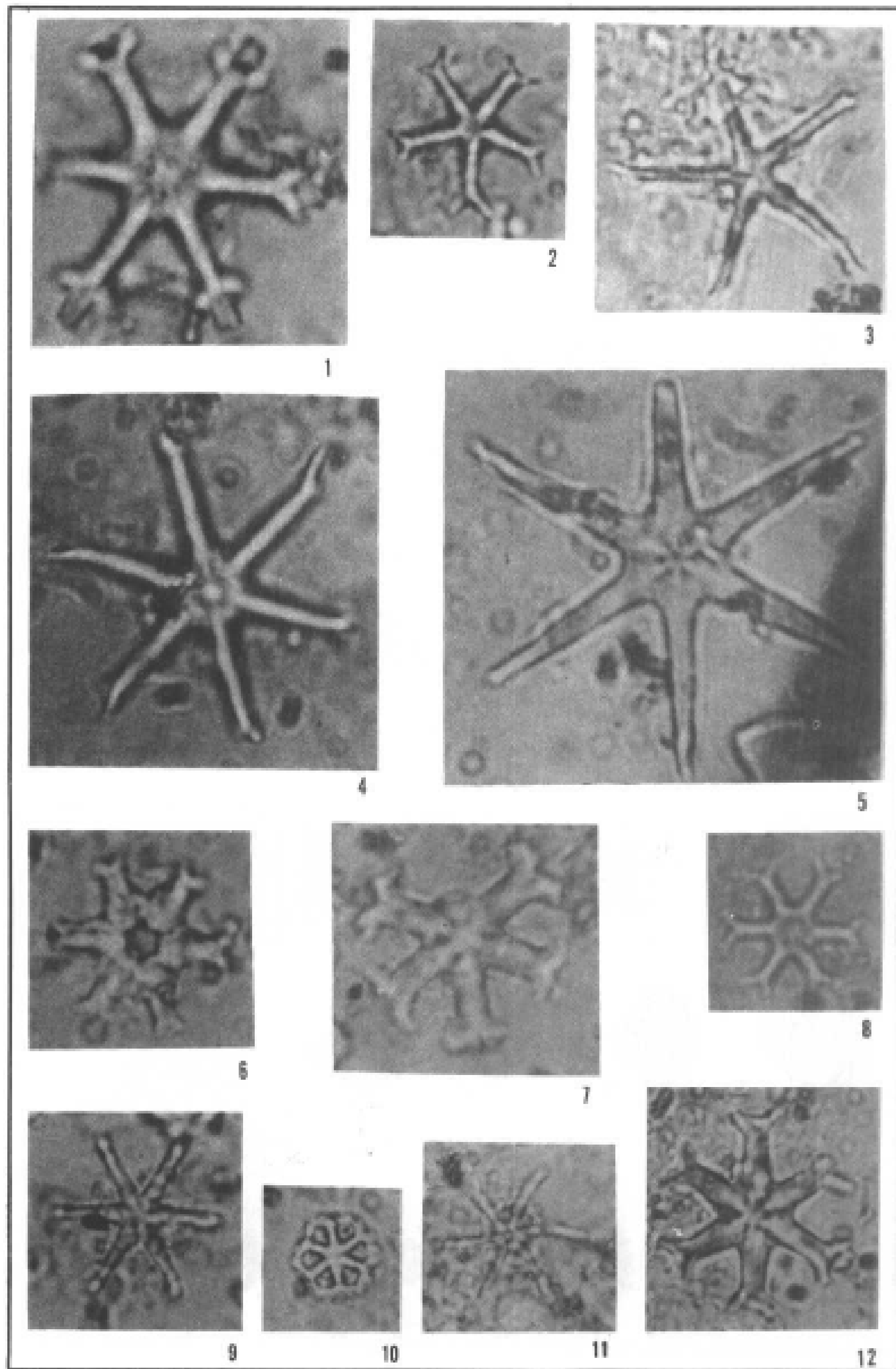



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16

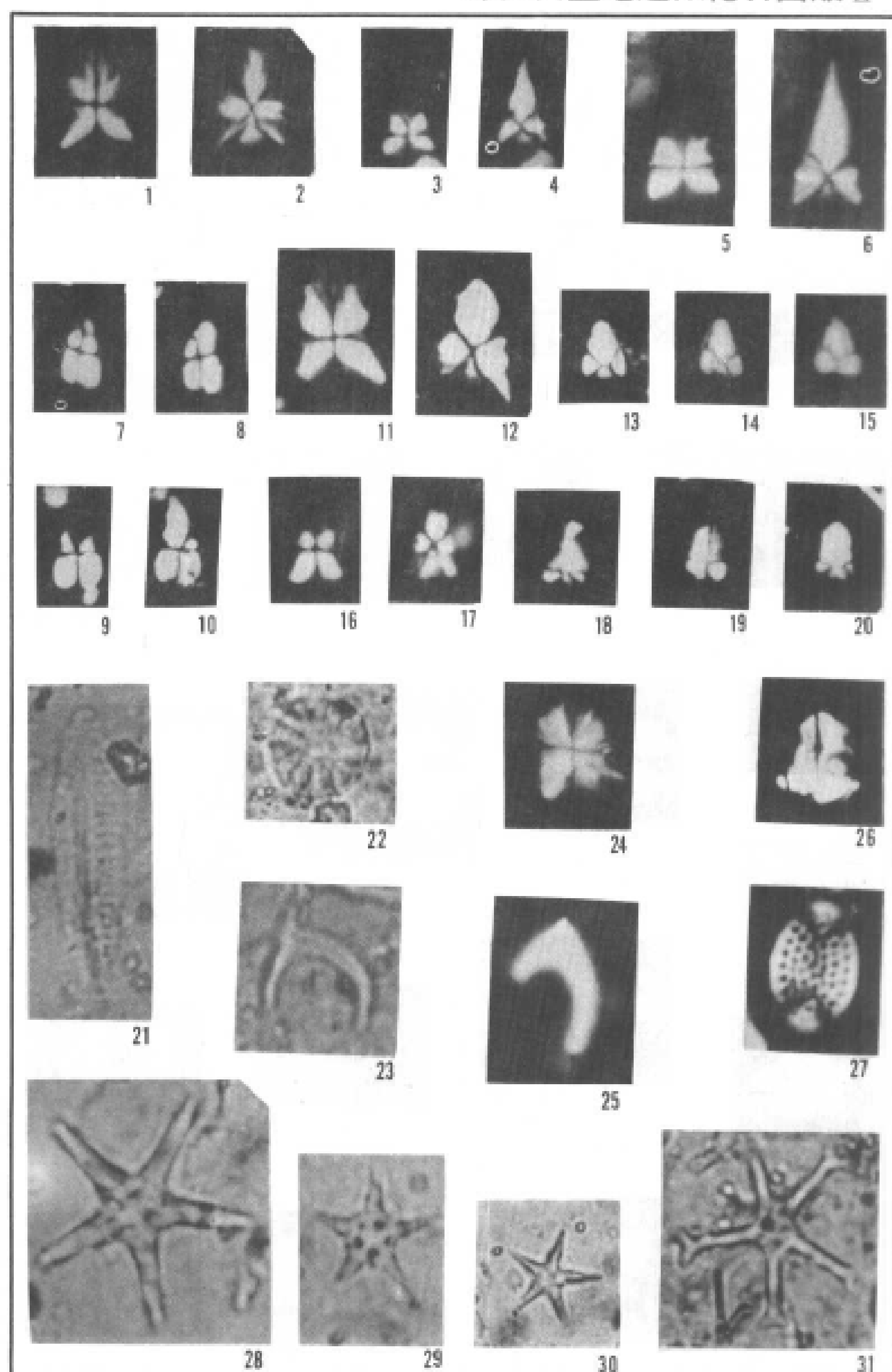

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35


1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27

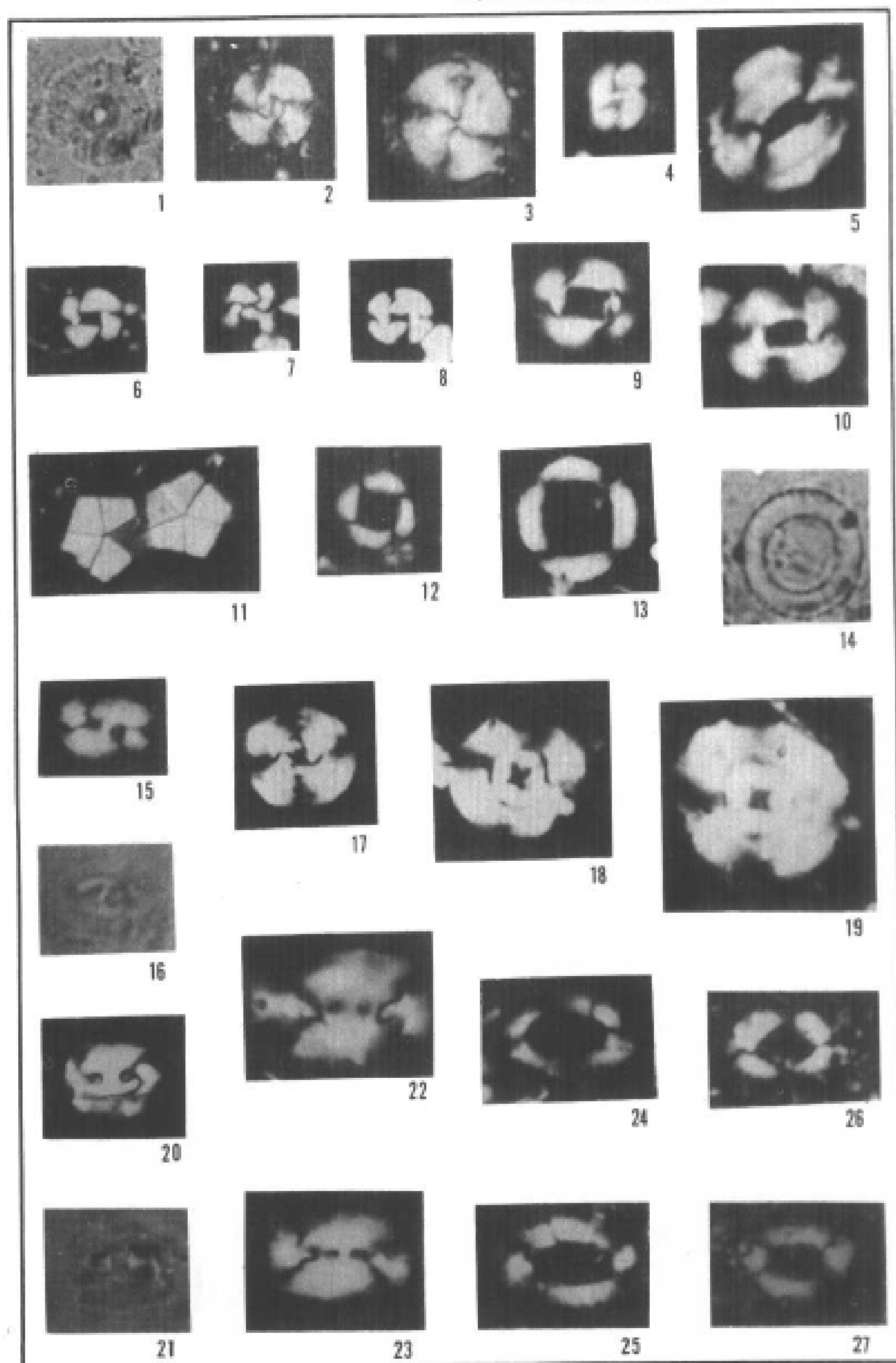
珠江口盆地超微化石图版 I



珠江口盆地超微化石图版 II



珠江口盆地超微化石图版 III



第三篇　北部湾盆地

第一章　自然地理概况

北部湾盆地位于南海北部大陆架西部，即东经 107°31′～111°44′、北纬 19°45′～21°03′地区。盆地包括北部湾海区的一部分，雷州半岛南部和海南岛北部陆地，以及雷州半岛以东小部分海区，盆地面积约 35000 平方公里，如图 3-1-1。

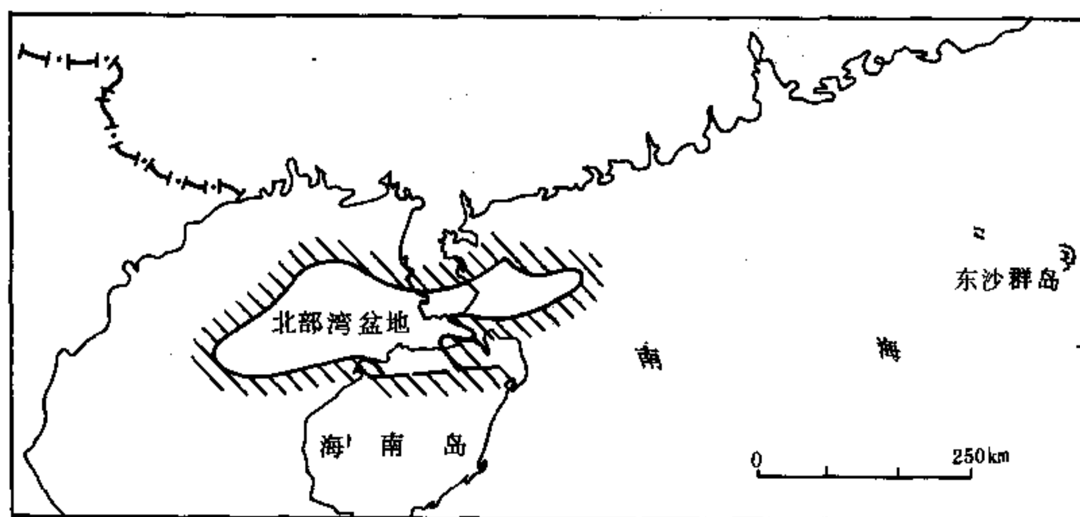


图 3-1-1　北部湾盆地位置示意图

盆地主体位于北部湾北部海区，故命名为北部湾盆地。地理上的北部湾面积很大，包括三亚与越南岘港联线以北的整个海域，北部湾盆地只是北部湾东北角的一小部分。

该区属于亚热带气候，常年高温多雨，涠洲岛上的年平均气温是 22.9℃，历史最高气温是 34.5℃、最低气温是 2.9℃。年平均降雨量为 1929.9 毫米。台风季节一般在 8～10 月份，每年约有 3～4 次台风进入北部湾北部海区，风力在 12 级以上，风速最大可达 58 米/秒。海浪最高可达 15 米。潮差也较大，北部是南海潮差最大的海区。海流以琼州海峡为最大，其他海域较小。海上交通除台风经过时或 7 级以上强风外，供应船只一般都能航行，可航行时间每年至少有 10 个月。

北部湾盆地海底地貌较平坦，海水较浅，在 0～55 米之间，见图 3-1-2。

从雷州半岛西岸和广西海岸到东径 108°和北纬 20°附近，水深慢慢增加，呈半个盘状。在琼州海峡西口，由于潮汐三角洲沉积作用，形成指状起伏的一些沙梁，沙梁高度可达 10～15 米。由于北部湾盆地海水较浅，海底地形平坦，所以适合自升式钻井平台施工。采油平台的建设和海底管线的敷设等费用也少得多，从勘探施工及经济上考虑，北部湾盆地的自然条件是很好的。

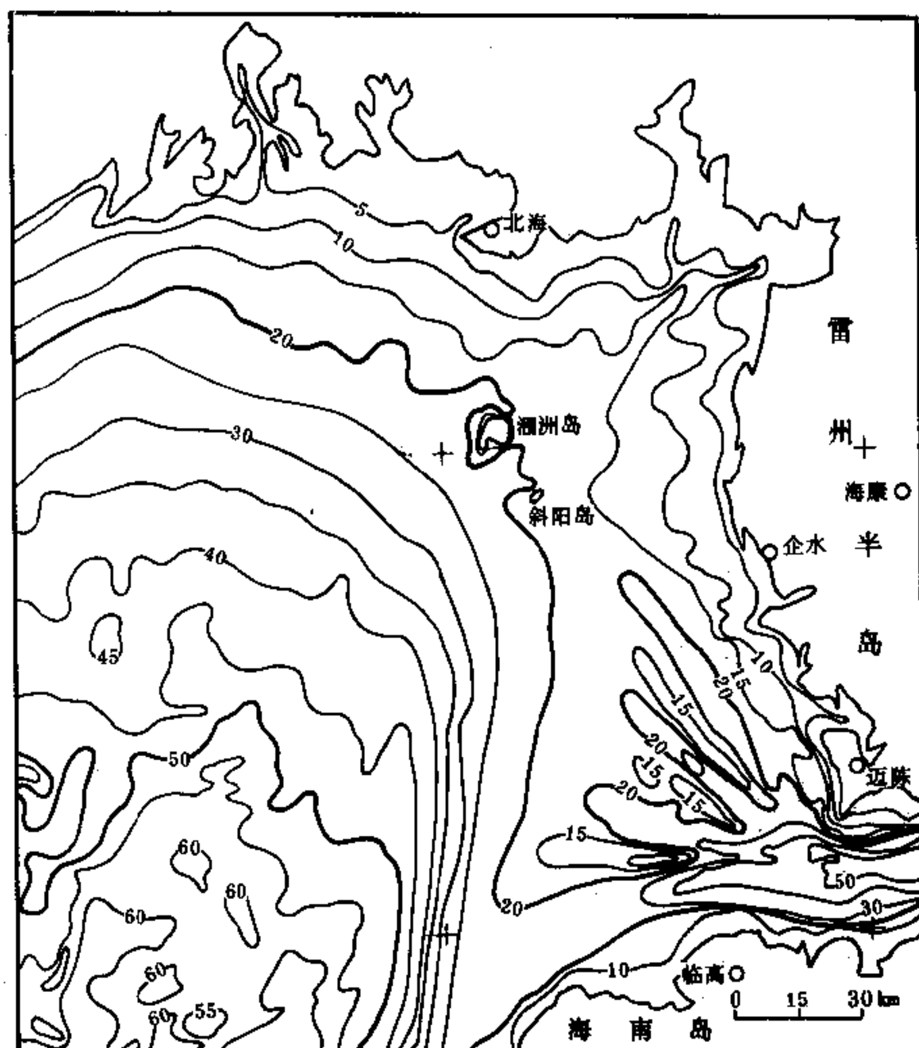


图 3-1-2　北部湾盆地水深图（据地质部第二海洋地质调查大队）

水深单位为米

第二章 勘探历程

第一节 初探阶段

1965年以前为北部湾盆地的初探阶段。

这一阶段在北部湾盆地周围陆地上做过一些石油勘探工作（见图3–2–1）。1963年12月～1964年2月，茂名石油公司地质处在涠洲岛上完钻涠浅1井，井深1164.42米，发现了下第三系和石炭系。在海区，只于1963年由地质部航测904队做过1：50万航空磁测工作。此外茂名石油公司于1964～1965年间在海南岛北部临高以西浅海区做过少量浅海地震工作。

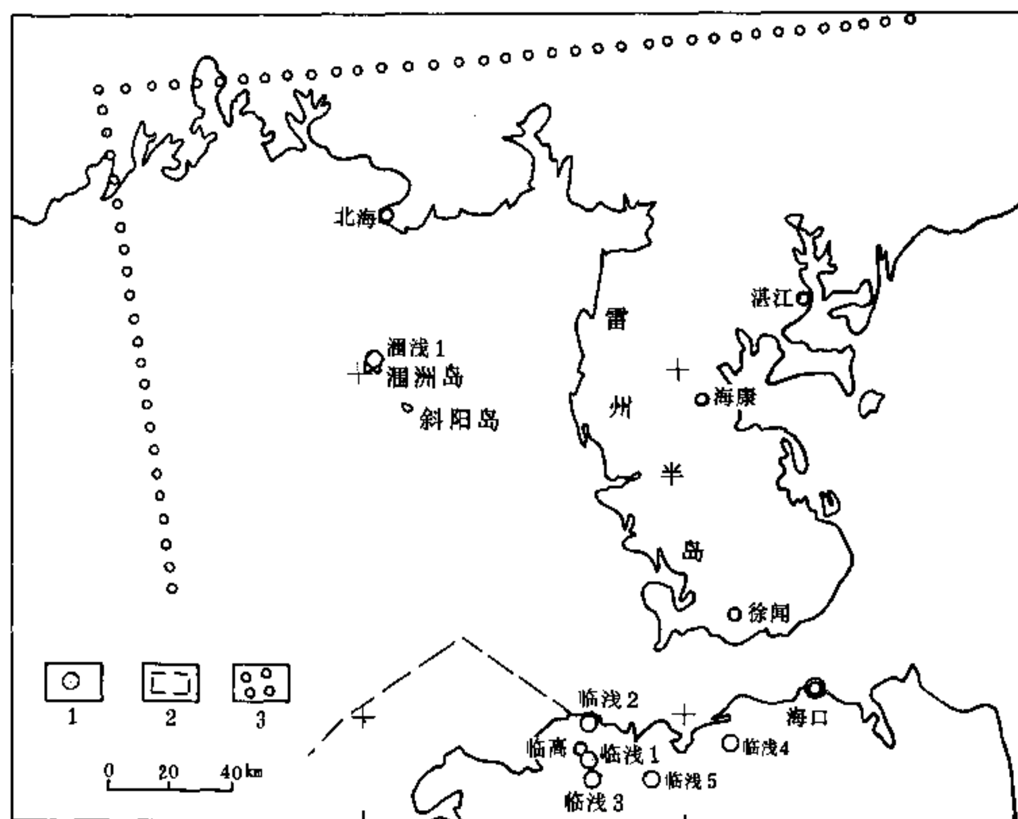


图3–2–1 北部湾盆地1965年以前勘探成果图

1—井位；2—浅海地震测线；3—航磁范围

茂名石油公司从1963年11月至1965年7月在盆地南部福山凹陷和临高凸起上钻了5口浅井，井深从840.67至1031.06米不等，发现了一套上第三系海相地层和少量下第三系涠洲组及白垩系。凹陷内的2口井，因井浅未钻到涠洲组以下的流沙港组。另外，在雷州半

岛上也钻了一些浅井，最大井深1201米，情况和福山凹陷和临高凸起相似，只见到上第三系海相地层和下第三系涠洲组以及前第三系，亦未见到流沙港组。上述各井均未见到油气显示。

第二节　正式自营勘探阶段

1965～1979年期间是我国正式勘探北部湾盆地阶段，这一阶段的勘探情况可见图3-2-2和表3-2-1。

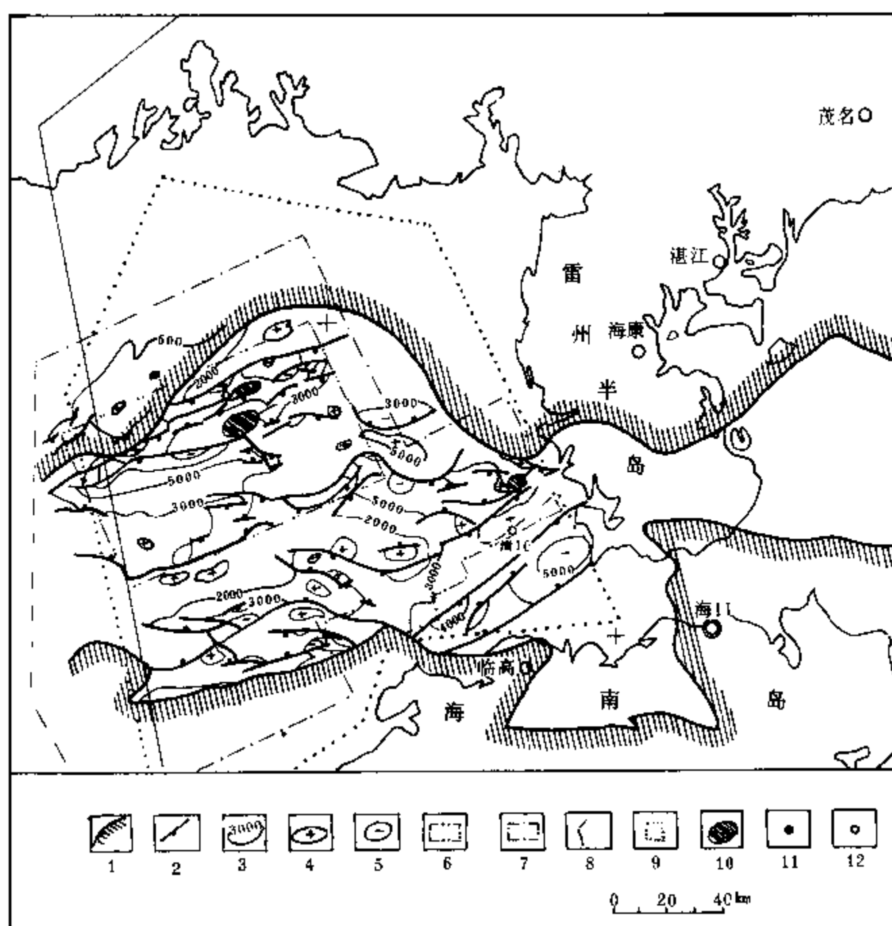


图3-2-2　北部湾盆地1965～1979年勘探成果图

1—盆地边界；2—断层；3—T_9构造等高线（米），T_9反射层相当于第三系底界；4—构造高点；5—构造低点；6—地震详查区；7—地震普查区；8—重力勘探区；9—海磁勘探区；10—获工业油流构造；11—油井；12—干井

1965年，由于越南战火扩大，暂停了海上勘探工作。直至1970年，地质部第二海洋地质调查大队才组队进入北部湾，并于1972年正式开展北部湾1∶50万地震、重力、磁力等勘探工作。1974年，在认为含油远景比较好的涠西南地区进行了地震测线的加密工作（1∶10万）。

1972年11月至1973年3月28日，石油工业部在广东省海康县官茂村成立南海石油勘探筹备处，一面组建队伍，一面进行资料的收集、整理和研究工作。

表 3-2-1 勘探工作量及勘探成果统计表（1965～1979 年）

项目			数量
地震（km）			41273
海磁（km）			10480 (测线距为 4km)
重力（km）			3300
局部构造（个）			36
钻井	井 数（口）		8
	总 进 尺（m）		22405.15
	取芯进尺（m）		238.07
	岩芯长度（m）		183.22
	平均收获率（%）		76.96
试油	井 数（口）		6
	层 数（个）		18
	单层最高产量	油（m^3／d）	109.35
		气（m^3／d）	42148
	出油井数（口）		6

1974 年初，"南海 501"地震船开始海上作业。该船是 48 道数字地震船。在做了几条试验剖面后，即沿东经 108°和 108°20′从莺歌海盆地到北部湾盆地，做了两条南北向大剖面，取得了两项重要成果：一是证实了在海南岛西部白马井附近（北纬 19°35′左右）是基底隆起最高处，并作为北部湾盆地与莺歌海盆地的分界；二是证实了北部湾盆地向西至东经 108°附近基底抬升，而不是先前认为的基底向西继续下降。

1974 年，在湛江市坡头区莫烟楼村附近建造了南海石油勘探基地和码头。

次年 5 月 3 日，海南岛北部福山凹陷福 1 井开钻，于同年 9 月 4 日完钻，井深 3232 米。该井发现了流沙港组流一段有良好的生油岩，展示了在北部湾找油具有美好的前景。

1976 年 5 月，石油工业部南海石油勘探指挥部正式成立。

1977 年 8 月 2 日，该指挥部在北部湾盆地涠 11-1 构造上第一口井——湾 1 井正式开钻，于同年 9 月 4 日完钻，井深 2559.1 米，该井取得下列成果：

①证实了北部湾第三系流沙港组一、二、三段有良好的生油岩。

②流沙港组三段见到 13.98 米油层。试油结果：日产油 28.8 立方米、气 9490 立方米，这是北部湾盆地首次出油。

直至 1978 年底，北部湾共钻井 5 口，即湾 1、2、4、3、5 井。其中湾 1、2、4 井钻在涠 11-1 构造上。在涠 11-4 构造上的湾 5 井上第三系中获得日产原油 97.8 立方米的重要成果。这 5 口井共发现下第三系流三段、石炭系（古潜山）和上第三系三套含油层系；共发现两个含油构造，即涠 11-1 和涠 11-4 构造。湾 3 井由于没有钻在构造高部位上，且流三段油层已被断掉，只在流二段底部 2419～2421 和 2453～2453.5 米见到 2.5 米油斑砂岩，未进

行测试。

次年，在北部湾又钻了湾9、10、11等3口井。湾9井钻在已见油的涠11-1构造上，试出了油流。湾11井钻在乌16-1构造上，在流一段获得油流。只有湾10井钻在流沙港凸起上，未见到油气显示。至此，三年来在北部湾盆地共发现含油层系4套，即上第三系、下第三系流沙港组一段、流沙港组三段和石炭系石灰岩（古潜山）。

至此，也就是从1977至1979年底，南海石油勘探指挥部在北部湾共钻井8口，进尺22405.15米；做地震测线24325.125公里；发现含油构造3个（涠11-1、涠11-4和乌16-1），有6口井试出了油流（湾1、湾2、湾4、湾5、湾9和湾11井），勘探成功率高达75%。

这一阶段的勘探部署原则是以临近生油凹陷的背斜构造为主要目标。实践证明，这个勘探原则是正确的。北部湾盆地钻了3个构造、一个凸起，就在3个构造上见到油流，其成功率是很高的。但在涠11-1构造上一连钻了5口井，在海洋勘探钻井安排上略嫌过于集中。

这一阶段的主要勘探成果：

1）初步认识了北部湾盆地的基本构造特征，划分了二级构造单元，发现了40多个主要局部构造。

2）发现了北部湾盆地有良好的生油岩和生、储、盖组合；有4套含油层系。

3）发现了三个含油气构造。

4）对地层划分、对比、组段命名和岩性、电性特征，以及地层时代的确定等做了很多工作，取得了好的成果。

第三节　对外合作勘探阶段

1980～1988年是我国开展对外合作阶段，这一时期的勘探情况可见图3-2-3和表3-2-2。

为了加速南海的找油步伐，南海石油勘探指挥部遵照党中央、国务院关于利用外国资金、技术和装备加快我国海上石油勘探的战略决策，实行了对外合作。我国与外商在南海北部大陆架签订了六个物探协议区，其中阿莫科公司在北部湾盆地南部做了地震普查工作。通过地震数据解释，对北部湾盆地的构造、地层及资源潜力有了进一步的了解，为以后区块招标工作提供了地质依据。

1980年5月29日，我国与法国道达尔公司“关于共同勘探开发北部湾石油资源”合同正式签订。合同区面积10190平方公里。合同生效后，即开始进行物探及钻井的准备工作，第一口井——乌16-1-1井于1981年1月8日正式开钻。

1983年正式进行国际性招标。北部湾盆地有3个区块中标：1983年10月1日与日本出光公司协议书签字生效，区块编号为22／22，面积963平方公里；1983年12月1日与美国宾斯石油公司协议书签字生效，区块编号为22／36，面积885平方公里；同一天，与美国太阳公司协议书签字生效，区块编号为23／25，面积530平方公里。

道达尔区块位于北部湾盆地东部及北部。从合同生效起至1985年底止，道达尔公司共钻预探井及评价井14口，即乌16-1-1、2、3，涠11-1-1，涠11-4-1；涠12-3-1、2、3，涠16-1-1，涠10-3-1、2、3、4和乌26-2-1等井。另外钻生产井4口，井号为涠10-3-5B、涠10-3-7、8、9井。1985年5月29日以后已交回中方区块面积9922平方公

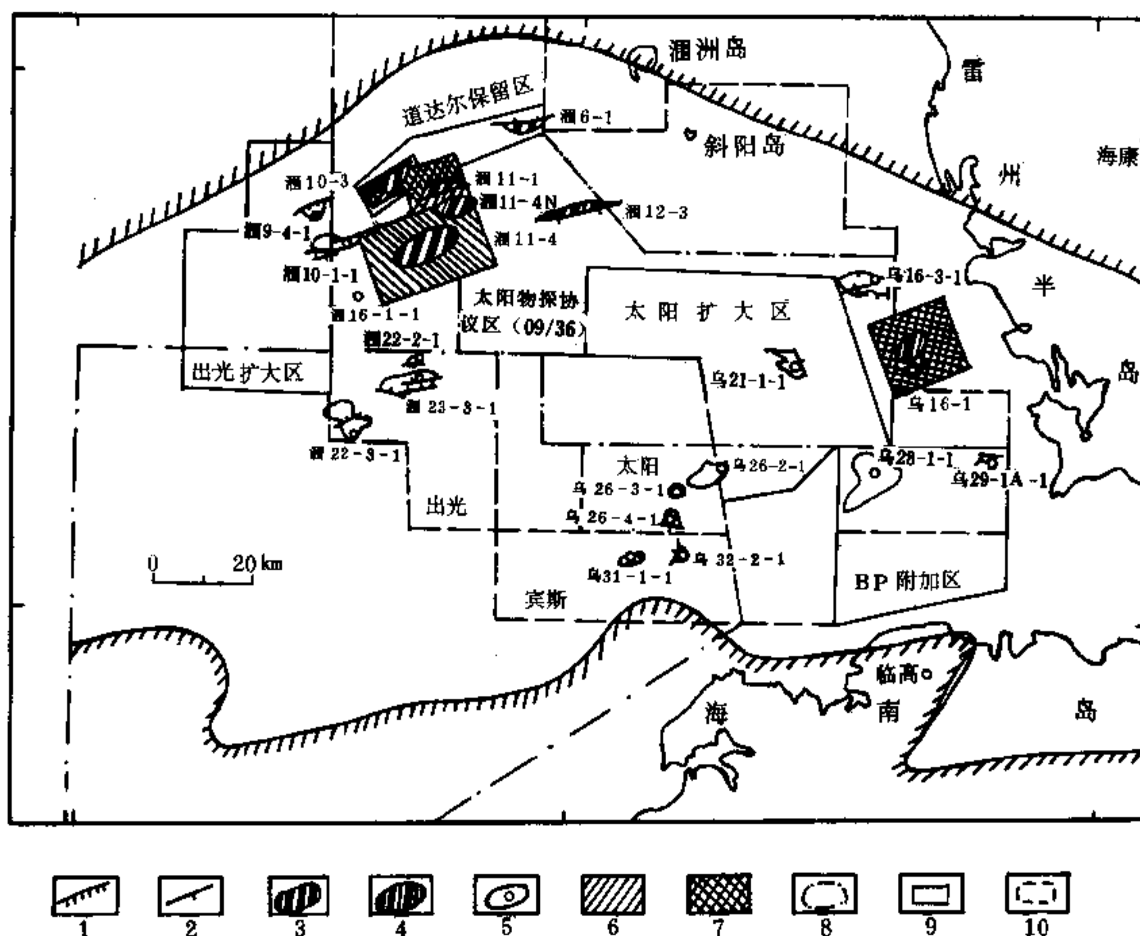


图 3-2-3　北部湾盆地 1980～1988 年勘探成果图

1—盆地边界；2—断层；3—油田；4—含油构造；5—井位与构造，图中实心圆点为油井、空心圆圈为干井；6—高分辨率地震区；7—三维地震区；8—物探协议区；9—合作扩大区；10—合作区

表 3-2-2　勘探工作量及勘探成果统计表（1980—1988 年）

项目		数量
二维地震（km）		29340.3
三维地震（km）		5179
高分辨率地震（km）		737
海磁（km）		10480
重力（个物理点）		5179
局部构造（个）		54
钻井	井数（口）	45（大于 10km²）
	总进尺（m）	111375.91
	取芯进尺（m）	721.26
	岩芯长度（m）	593.45
	平均收获率（%）	82.27
试油	井数（口）	30
	层数（个）	94
	单层最高产量（m^3/d）	油 674.7，气 297369
	出油井数（口）	27

里，中方在此区块内自营钻探井1口，即乌16-1-5井。

道达尔公司的14口井分布在7个构造上，其中9口井试出了油流，证实了五个构造含油。这五个构造中有三个（涠11-1、涠11-4和乌16-1）在合作前就发现含油，只有两个（涠10-3和涠12-3构造）是合作后新发现的。在乌26-2和涠16-1构造各钻井1口，未见到油气。这五个含油构造中以涠10-3构造含油最好。

截至1984年底，在出光区块（22／22）、太阳区块（23／25）、宾斯区块（23／36）各完钻1口井，这3口井均未见到油气显示。1985年1～4月，上述三个公司在这三个区块又钻了4口井，均未见到油气层，只有在出光区块北部的涠22-2-1井见到少量的油斑显示。这三个区块从1984年10月4日至1985年4月底止，共钻井7口，均未见油气层，其主要原因是缺乏好的生油岩。

1986年，在北部湾开钻7口井，完钻6口，即BP公司附加区有2口、出光公司附加区1口，道达尔公司在涠10-3油田钻生产井2口，太阳公司在扩大区钻井1口及自营勘探钻井1口。到1986年底，宾斯公司、太阳公司、BP公司均已终止合同，停止了在北部湾的勘探工作。

1986年在北部湾的勘探工作没有新的发现。涠9-4-1和乌16-3-1井地区缺乏生油岩系；乌21-1-1和乌29-1A-1井区构造没有落实，并且没钻到流三段地层；乌28-1-1井钻在凸起上，离油源较远，且油气通道可能存在问题。

1987年开钻5口，完钻6口（涠9-4-1井为跨年度井）。其中探井2口（涠6-1-1和涠10-10-1井），评价井1口（涠11-4-A1井），生产井2口（涠10-3-11和涠10-3-12井）。

1987年发现了涠6-1含油气构造（涠6-1-1井获高产油气流）。涠10-10-1井因缺乏生油岩而未见油气。涠11-4-A1井见到良好油层。

1988年，北部湾盆地继续进行勘探，开钻7口井，完钻6口，其中探井1口（涠11-4N-1井），评价井6口（涠11-4N-2、3、4井、涠11-4-E1井、涠10-3-13井和涠6-1-2井），发现了涠11-4N含油构造。到1988年底，在北部湾盆地仍有合作项目的有法国道达尔公司、日本出光公司和美国太阳公司，但这三家公司在1988年均未进行钻探作业。

第三阶段勘探的几点经验：

1）注意在生油区范围内的圈闭找油，因此，发现了涠10-3油田和涠12-3含油构造。

2）证实构造含油后，即进行三维地震工作，以便更好地了解构造情况，为钻评价井及储量计算做好准备。

3）22／22（出光）、22／36（宾斯）和23／25（太阳）等三个区块在招标时已有构造图，但在上钻前又加密了许多地震测线，达到1×2公里的密度（22／22），甚至用三角网测线（23／25和22／36），其密度为2×2×2公里（个别地方加密至1×1×2公里）。他们这样彻底把构造情况弄清楚后才上钻的做法是可取的。

4）这段时间，道达尔公司区块首先忙于在见油构造上钻评价井（如乌16-1构造、涠11-1和涠11-4构造），而没有同时进行甩开勘探，以至推迟了半年或一年才发现涠10-3油田。在勘探阶段，钻探不宜过分集中，可多钻探几个构造，如有发现，则选择其中最好者钻评价井及开展开发工作。

5）过去对于北部湾局部构造的油气资源评价采用的是打分累加法，从钻探实践来看，

这种方法存在着一些缺陷。在诸多条件中，如果缺乏生油和运移条件，则其他条件（如圈闭、幅度、类型、储、盖等）再好也没有油。如原评价的一类构造——涠 23-3 和 22-3 构造，经钻探均未见到油气。其主要原因是构造范围内及附近无良好的生油岩和运移通道。

6）油气的丰富程度和能否形成高产，与沉积相带有关。北部湾盆地的主要目的层是流三段，但对流三段的沉积相平面变化的研究做得不够。仅涠西南凹陷做了一点工作，而海中凹陷及乌石凹陷可以说基本没有开展工作。从涠西南凹陷来看，涠 10-3 油田的油层为三角洲河道砂岩，砂岩较发育，厚度较大，具有含油性好产量高的特点。而涠 11-1 构造的油层则为三角洲前缘席状砂岩，砂层薄且砂岩发育不好，物性较差，因此，含油性及产量均比涠 10-3 差得多。所以，加强对流三段的沉积相的研究是很有必要的。

从海上开始勘探以来，至 1988 年底，在北部湾盆地总共完成工作量如下：

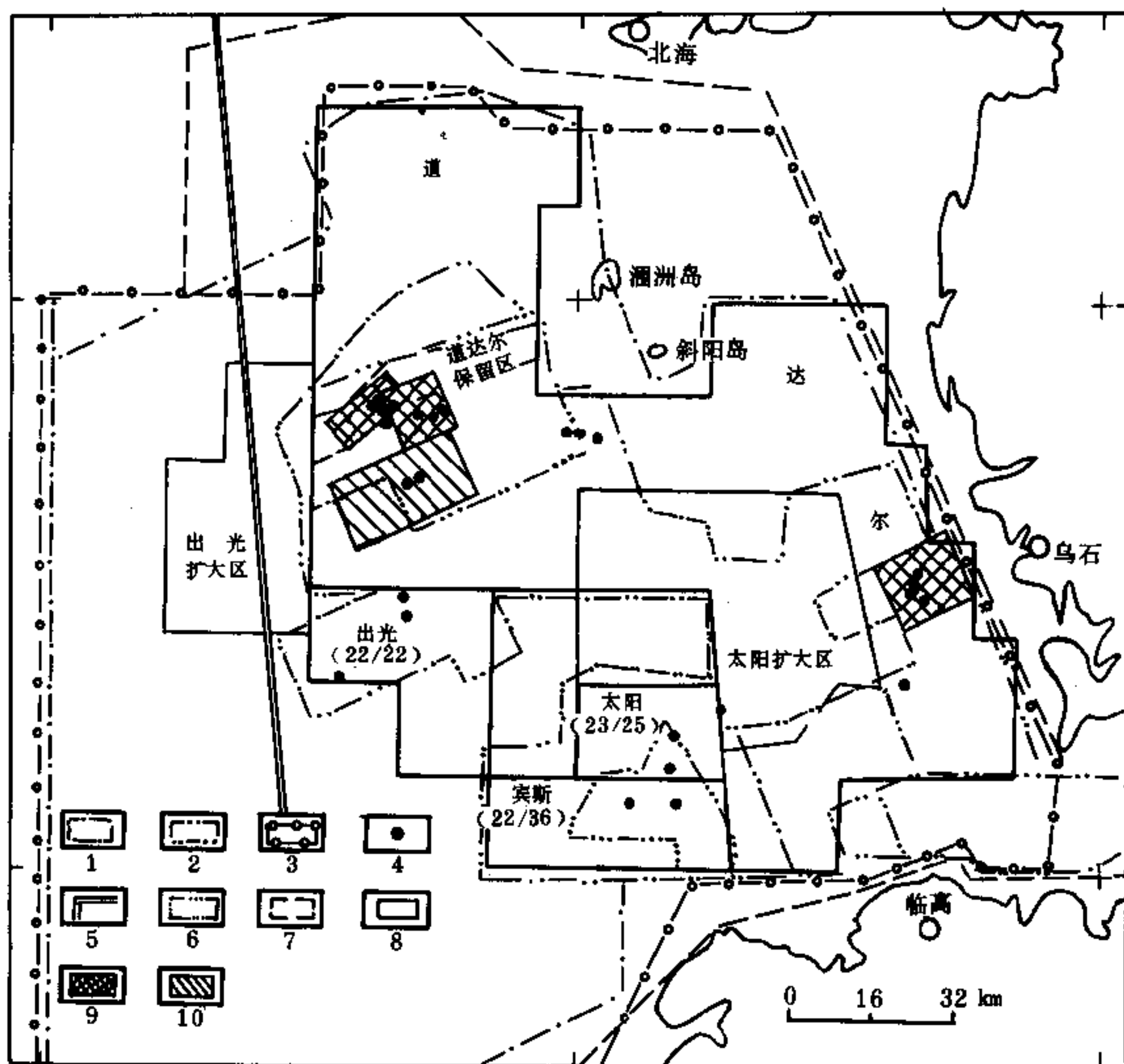


图 3-2-4　北部湾盆地勘探程度图

1—地震普查区；2—地震详查区；3—重力测区；4—井位（仅示钻井位置，未涉及出油与否）；5—航磁；6—地震细测区；7—磁测；8—区块界线；9—三维地震区；10—高分辨率地震区

①地震测线 76529.3 公里，其中包括三维地震 5179 公里、高分辨地震 737 公里、海磁测量 10480 公里及重力勘探 3300 公里。

②钻井 61 口，进尺 133781.06 米，其中取芯进尺 959.33 米，芯长 776.67 米，平均收获率为 80.96%。

③试油 36 口井，112 层，单层最高日产油量 674.7 立方米。

④共发现 3 个油田和 4 个含油气构造即涠 10–3、涠 11–1、涠 11–4 油田和涠 12–3、乌 16–1、涠 6–1、涠 11–4 北构造，见图 3–2–4 和图 3–2–5。

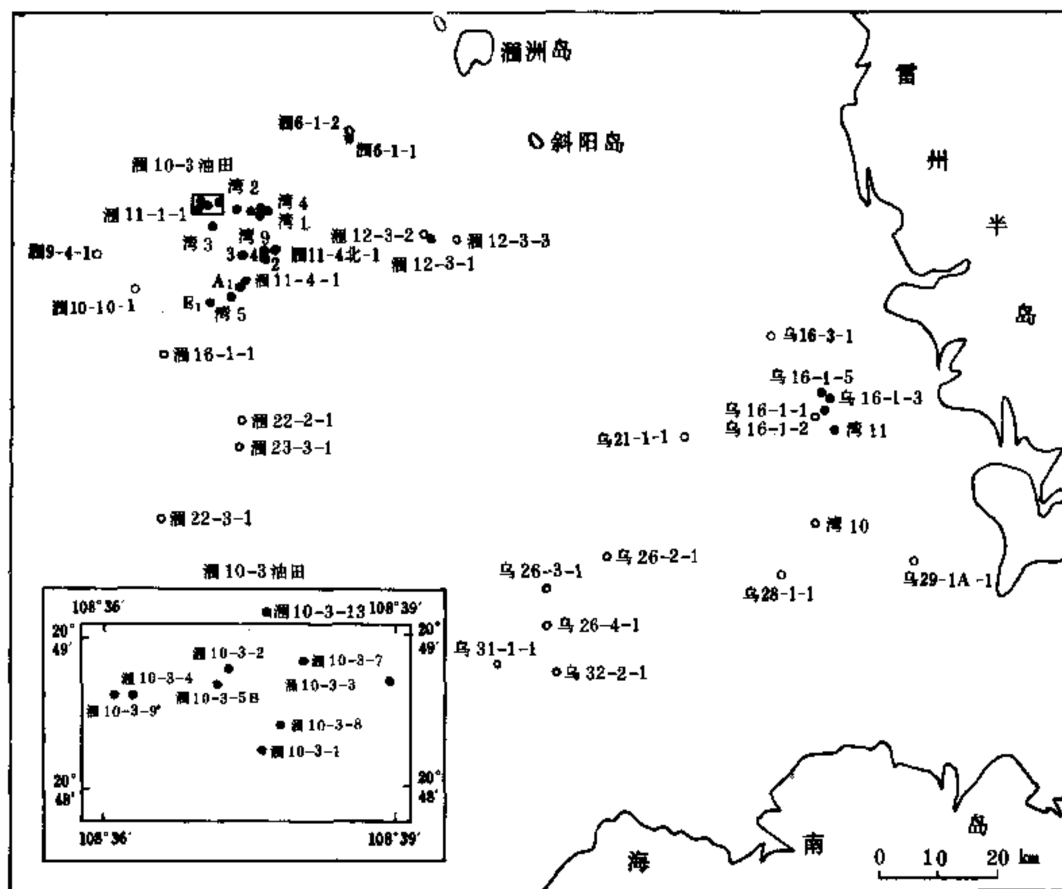


图 3–2–5 北部湾盆地井位分布图（资料截止于 1988 年底）

图中实心圆点为油井，空心圆圈为干井

第三章 地 层

第一节 盆地周围地层简况

北部湾盆地北邻广西、广东，出露有寒武系、奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系和二叠系，缺失三叠系和侏罗系。个别地区有少量白垩系和第三系。

北部湾盆地南部是海南岛，海南岛出露有寒武系、奥陶—志留系、泥盆—石炭系、二叠系、侏罗系、白垩系及第三系，其中缺失三叠系。

南北二个地区均无前寒武系。

海南岛上述各时代地层分布不广，厚度较薄，只有白垩系发育较好，厚度在4000米以上。地表主要出露中生代花岗岩及第四纪玄武岩。其他地层呈零星状分布。

围区地层岩性特征见图3-3-1。

第二节 第 三 系

一、地层划分

北部湾盆地海区的钻井工作至1988年底已钻井61口，钻遇地层自上而下有第四系、第三系、石炭系和下古生界变质岩以及中生界花岗岩等。此外，在北部湾盆地迈陈凹陷东部雷州半岛海岸边的徐4井钻遇白垩系红色砾岩、砂岩、泥岩，泥岩中常有石膏团块，夹有凝灰岩、安山玢岩。其主要为第三系，亦为该盆地主要含油层系。第三系的划分及岩性特征见图3-3-2。

二、地层特性

现将北部湾盆地第三系的岩性、电性、古生物特性、厚度变化及分布情况归纳如图3-3-2和图3-3-3。

由于海上没有露头，为了叙述和今后阅读、使用方便，现从上而下分组段叙述如下:

1. 第四系（厚度7～35.5米）

岩性: 灰黄色砂层及粘土。

2. 上第三系望楼港组（厚度150～350米）

岩性: 上段以灰色砂岩、砾岩为主，中段为灰色砂岩与泥岩互层，下段主要为灰色泥岩。

电性: 电阻率曲线平直，自上而下略有抬高，底部为一高阻层（高台阶）。

古生物: 本组化石丰富，有有孔虫、瓣鳃类、腹足类、苔藓虫、棘皮动物等。有孔虫为 *Asterorotalia–Pseudorotalia* 星轮虫—假轮虫组合，包括有 *Asterorotalia subtrispinosa* 亚三刺星轮虫、*Pseudorotalia schroeteriana* 施罗德假轮虫、*Globigerinoides extremus* 最斜拟抱球虫、*Globorotalia menardii* 敏纳圆辐虫、*Globigerina nepenthes* 蛛形抱球虫等，这些有孔虫组合时代属上新世。

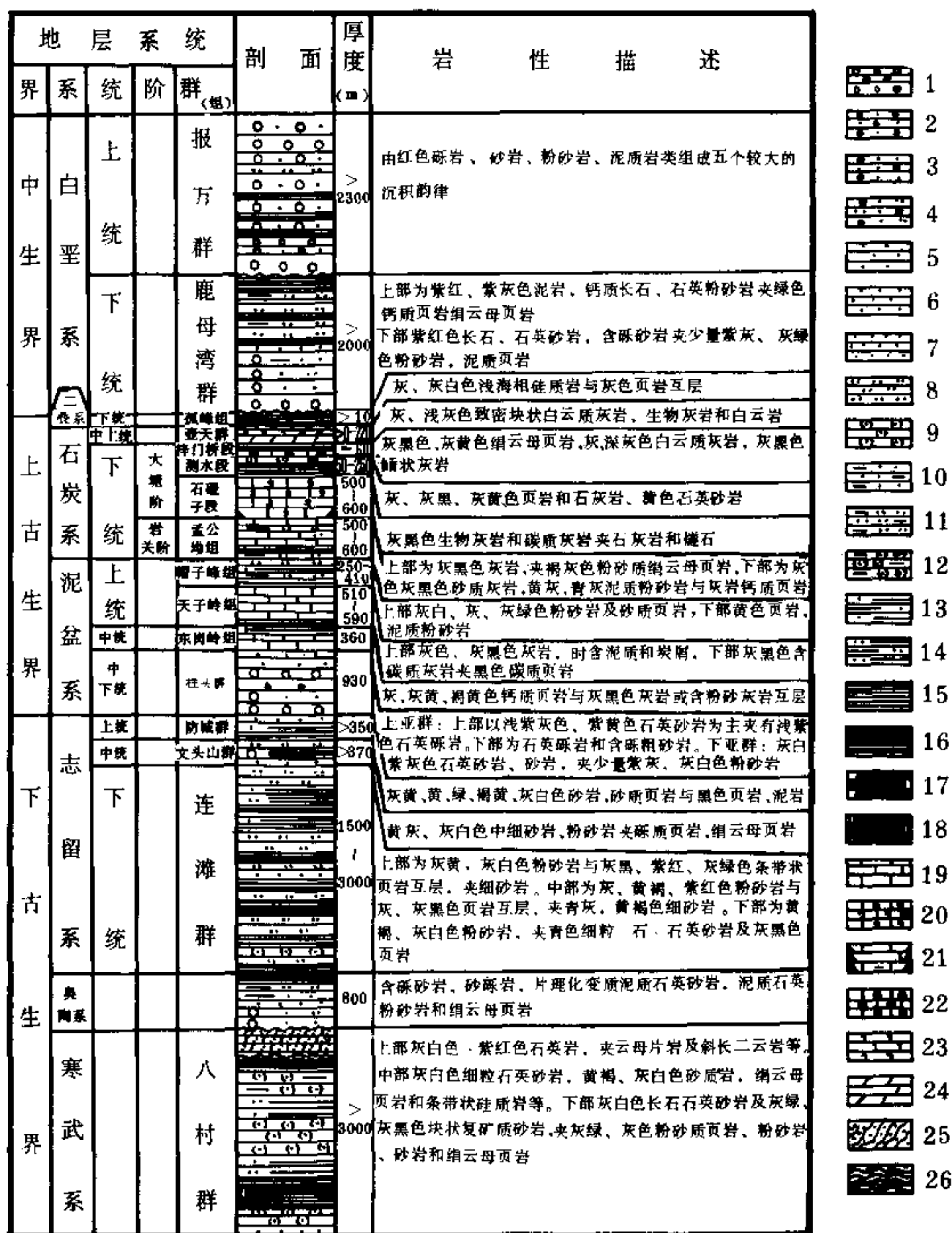


图 3-3-1　北部湾盆地周围地区地层综合柱状图

1—砾岩；2—砂、砾岩；3—砾状砂岩；4—含砾砂岩；5—粗砂岩；6—中砂岩；7—细砂岩；8—粉砂岩；9—石英砂岩；10—泥质砂岩；11—泥质粉砂岩；12—泥质石英砂岩；13—砂质页岩；14—粉砂质页岩；15—页岩；16—碳质页岩；17—钙质页岩；18—硅质页岩；19—石灰岩；20—生物灰岩；21—碳质灰岩含燧石条带；22—瘤状灰岩；23—白云质灰岩；24—白云岩；25—石英岩；26—片岩

界	系	统	组	段	厚度(m)	岩性描述	沉积相	组合划分	资料来源
新生界	第四系				7~35.5	灰黄色砂及粘土	滨海—浅海相	第四套组合	湾2井
新生界	上第三系	上新统	望港楼组		150~350	上部为大套灰色、灰黄色砂砾岩，中部以砂泥岩互层为主，下部以灰色泥岩为主，夹灰黄色中砂岩、泥质中砂岩	滨海—浅海相	第四套组合	湾2井
新生界	上第三系	上中新统	灯楼角组		145~596	上部以灰黄色粗砂岩、含砾砂岩，砂砾岩为主。中部以灰色泥岩，砂质泥岩为主。下部为大套灰黄色带绿色砂砾岩，泥岩微含钙	滨海相为主	第四套组合	湾2井
新生界	上第三系	中中新统	角尾组		318.5~573.5	上部为厚层灰色泥岩，下部为绿灰色细砂岩、泥岩互层	浅海相为主	第三套组合	湾2井
新生界	上第三系	下中新统	下洋组		72.5~499	上部为绿灰色砂砾岩，砾状砂岩，下部为砂、泥岩互层	滨海相为主	第三套组合	涠23-3-1
新生界	下第三系	下中新统	下洋组		0~324	以绿灰色砂岩为主，夹薄层泥岩。底部为泥质砂岩	滨海相为主	第三套组合	涠23-3-1
新生界	下第三系	上中渐新统	涠洲组	一段	0~482	上部为杂色泥岩，灰白色砂砾岩。中部灰色泥岩，砂质泥岩、下部砂、泥岩互层	河湖湾口相	第二套组合	湾4井
新生界	下第三系	上中渐新统	涠洲组	二段	0~450.5	紫红色泥岩夹灰白色粉砂岩、砾状砂岩	河湖湾口相	第二套组合	湾4井
新生界	下第三系	上中渐新统	涠洲组	三段	0~372	厚层灰白色中砂岩、少量含砾粗砂岩夹紫红色泥岩，底部见少量灰色泥岩	河湖湾口相	第二套组合	湾4井
新生界	下第三系	下渐新—始新统	流沙港组	一段	0~379	深灰色泥岩与灰白色细砂岩呈不等层互层	浅湖相为主	第一套组合	湾4井
新生界	下第三系	下渐新—始新统	流沙港组	二段	0~771	厚层深灰、褐灰色页岩，泥岩夹少量灰白色砂岩，其顶底均见灰褐色油页岩。中部为含菱铁矿页岩	中—深湖相夹浊流相	第一套组合	湾4井
新生界	下第三系	下渐新—始新统	流沙港组	三段	0~1406.1	中上部为褐灰色砂岩与深灰色页岩互层。下部灰白色砂质砾岩	滨湖三角洲相	第一套组合	湾4井
新生界	下第三系	古新统	长流组		0~840	棕色、紫红色砂砾岩夹泥岩，底部钙砾岩	洪冲相		湾4井
	前第三系				127.1~699.03(未穿)	中生界花岗岩、石炭系石灰岩、下古生界变质岩			湾4井

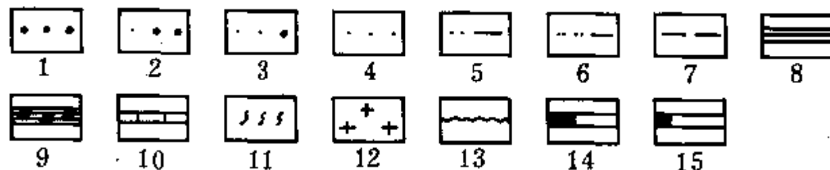


图 3-3-2 北部湾盆地新生界综合柱状图

1—砾岩；2—砂质砾岩；3—含砾砂岩；4—砂岩；5—泥质砂岩；6—泥质粉砂岩；7—泥岩；8—页岩；9—油页岩；10—石灰岩；11—变质岩；12—花岗岩；13—不整合面；14—含油层段；15—微含油层段

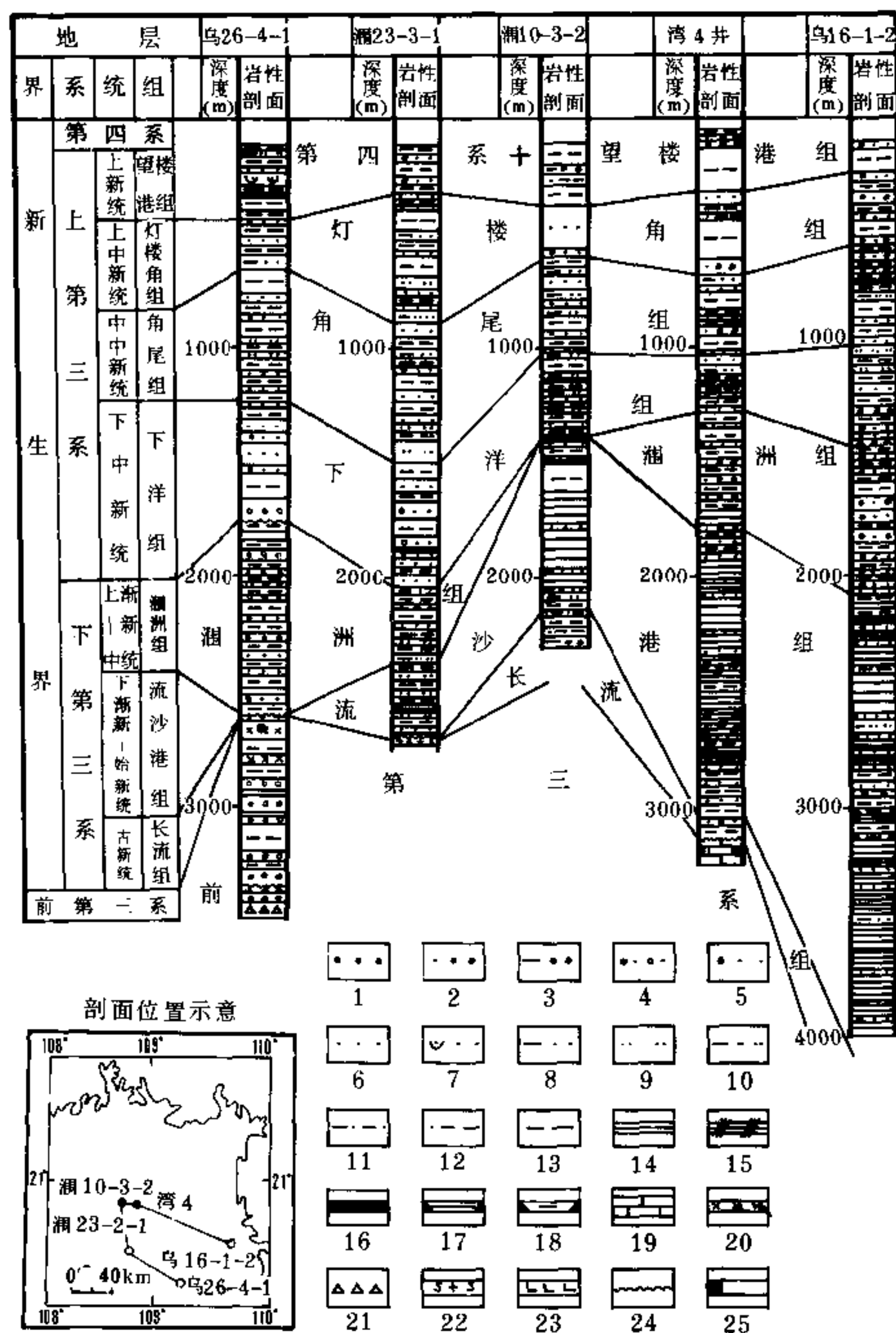


图 3-3-3 北部湾盆地地层对比图

1—砾岩；2—砂质砾岩；3—泥质砾岩；4—砂、砾岩；5—含砾砂岩；6—砂岩；7—钙质砂岩；8—泥质砂岩；9—粉砂岩；10—泥质粉砂岩；11—砂、泥岩；12—砂质泥岩；13—泥岩；14—页岩；15—油页岩；16—煤层；17—碳质页岩；18—碳质泥岩；19—石灰岩；20—辉绿岩；21—角岩；22—花岗片麻岩；23—侵入岩；24—不整合面；25—油层

望楼港组在整个盆地内均有分布，厚度在200~350米之间，因许多井缺乏浅层的录井资料，致使第四系与望楼港组界线难以划分，其厚度亦不能精确测定。第四系加望楼港组厚度最大为385米(乌26-3-1井)，最小170米(乌16-1-3井)。第四系厚度估计一般小于40米。

望楼港组与下伏灯楼角组为整合接触。

3. 上第三系上中新统灯楼角组

岩性：灰黄色、灰色细砂岩、粗砂岩、砂砾岩与灰色、绿灰色泥岩互层，厚 145～596 米。

电性：自然伽马与电阻率曲线都较平直，起伏很小，呈微齿状。

古生物：含有孔虫、珊瑚、贝壳等。有孔虫为 *Orbulina suturalis*－*Ammonia inflata* 缝线圆球虫—隆凸卷转虫组合，化石有隆凸卷转虫、*A.japonica* 日本卷转虫、缝线圆球虫、*Turborotalia acostaensis* 无脊螺轮虫、*Ammonia altispira* 高螺卷转虫、*Globigerina nepenthes* 蛛形抱球虫等，地层时代属中新世晚期❶。

灯楼角组分布很广，整个北部湾盆地均有分布，厚度变化在 145（涠西南凹陷涠 10-3-4 井）～596 米（海中凹陷涠 22-3-1 井）之间。一般厚度 300 米左右。

灯楼角组与下伏角尾组呈不整合或假整合接触。

4. 中中新统角尾组（厚度 318.5～573.5 米）

岩性：为浅绿灰色细砂岩、砂砾岩、砾岩与浅灰色泥岩互层。在涠西南凹陷湾 1 井一带，角尾组中部泥岩较发育，而上、下部砂岩、砾岩较多。砂岩中往往见有海绿石晶体。

电性：电阻率曲线基本平直，上部和下部略有抬高，自然伽马曲线呈起伏不大的齿伏。

化石：有孔虫为 *Orbulina suturalis*－*Turborotalia siakensis* 缝线圆球虫—夏克螺轮虫组合，还有 *Cassigerinella chipolensis* 赤坡甲抱虫、*Globorotalia praemenardii* 先敏纳圆幅虫等。此化石组合时代属中中新世❷（汪品先等，1981）。

角尾组在湾 1、湾 2 井见到油斑显示，在湾 5 井获得油流，折算日产原油 97.8 立方米。

角尾组分布范围也很广，整个盆地均有沉积，厚度最大的是海中凹陷南部的涠 23-3-1 井，厚 573.6 米，厚度最小的是涠西南凹陷的湾 4 井，厚 318.5 米。

角尾组与下伏下洋组呈整合接触。

5. 下中新统下洋组（厚度：72.5～499 米）

岩性：为灰色、绿灰色砂岩、砾状砂岩、砂砾岩夹灰色泥岩及砂质泥岩。下部偶夹一层灰色石灰岩或灰色白云岩。

电性：自然伽马曲线高低起伏明显，但电阻率曲线起伏不大，至底部电阻率曲线稍有抬高。

化石：有孔虫为 *Ammonia tepida*－*Globigerina ciperoensis* 暖水卷转虫—西帕罗抱球虫组合，还有 *Migypsina* 中垩虫、*Nephrolepidina* 肾鳞虫、*Turborotalia peripheroronda* 圆缘螺轮虫等，这些化石组合，其时代为早中新世。

在湾 1 井、湾 2 井和湾 4 井的下洋组中见到一些油斑显示，曾在湾 2 井下洋组用钻杆地层测试器试油，折算日产水 179.5 立方米，未见油气。

下洋组分布范围也很广，整个盆地均有分布，但厚度变化较大，以乌石凹陷的湾 11 井最厚，可达 499 米，而以涠西南凹陷的湾 5 井最薄，厚度仅 72.5 米。

6. 中上渐新统涠洲组（厚度 0～1115.5 米）

岩性：紫红色、杂色泥岩与石灰岩、灰白色砂岩、砂、砾岩互层，个别井见到少量薄煤

---

❶刁应护，1985年，"北部湾盆地地层划分对比"。

❷夏伦煜，1981年，"南海西部第三系地层研究报告"。

层或煤线。上部以泥岩为主，下部以砂岩、砂砾岩为主。砂岩单层厚度往下变大，最厚可达27米（湾1井）。

电性：自然伽马和电阻率曲线起伏明显，砂岩类自然伽马脉冲数变低，电阻率值也低；泥质岩类则相反，故在剖面上电测曲线齿状起伏明显。本组下部由于砂岩类单层厚度增大，自然伽马曲线出现一些箱状特征。

化石：本组为陆相地层，几乎未见有孔虫，孢粉有 *Gothanipollis bassensis* 倍什高藤粉、*Verrutricolporites pachydermus* 厚壁瘤面三孔沟粉、*Magnastriatites haardtii* 哈氏粗肋孢等化石，时代定为中、晚渐新世[1]。

涠洲组在湾4井见到少量油斑显示（1345～1429.5米，6层共17.5米），在涠11-4N-1井、2井、4井均见到油层，并获得高产油气流。

涠洲组厚度变化很大，从0～1115.5米，在断块高部位或隆起较高地区缺失，如在涠10-3-1井和涠11-4-1井等；而在凹陷较深地区，厚度很大，如乌32-2-1井厚度1115.5米。估计在凹陷的深部位（目前还没有钻井资料）涠洲组厚度更大。

涠洲组与下伏流沙港组地层呈不整合接触。

7. 下第三系流沙港组（厚度0～1894.1米以上）

流沙港组为深灰色，褐灰色泥岩，页岩与灰白色砂岩、砂砾岩。从上到下可明显的分为粗—细—粗三个岩性段。

(1) 流沙港组一段　厚度为0～379米

岩性：深灰色泥岩、页岩与灰白色砂岩，砂砾岩略等厚互层，中夹少量碳质页岩。

电性：自然伽马和电阻率曲线都是起伏较大的梳状尖峰。该段地层在湾11井、乌16-1-1井均有油层存在，前者日产油56.1立方米，后者日产油63.5立方米，湾9井仅见到油斑显示。

古生物：孢粉化石以 *Leiosphaeridia hyalina*–*Granodiscus granulatus* 光面球—粒面球藻组合占优势，时代定为早渐新世。

该段在凸起上往往缺失，如流沙港凸起，企西凸起等均无流一段沉积，而在凹陷内沉积较厚，钻井中所见最大厚度为乌石凹陷的湾11井，厚379米。

流一段沉积后，局部地区有过剥蚀过程，如乌16-1构造，乌16-1-3井该段厚237.5米，至乌16-1-1井只剩69米。

该段与下伏流二段地层为整合接触。

(2) 流沙港组二段　厚度为0～771米。

岩性：灰色、深灰色泥岩、页岩、油页岩夹少量灰色粉砂岩薄层，在涠11-1构造上夹菱铁矿质页岩层。

电性：自然伽马与电阻率曲线都比较平直，呈小齿状，在菱铁矿质页岩和油页岩处电阻率曲线明显抬高。

古生物：流二段孢粉为 *Quercoidites*–*Ulmipollenites*–*Alnipollenites* 栎粉–榆粉—桤木粉组合，其时代为晚始新世。

流二段以暗色泥岩页岩为主，砂岩很少，是一套良好的生油岩系。主要分布在凹陷内，在凸起上往往缺失，钻井所见最大厚度为乌16-1-5井，厚771米。

---

[1] 李明兴，1985年，"珠三坳陷孢粉组合系列及其时代并论南海北部大陆架第三纪孢粉"。

该段与下伏流三段呈整合接触。

(3) 流沙港组三段 厚度为 0～1406.1 米。

岩性：深灰色、褐灰色页岩、泥岩与灰白色砂岩、砂砾岩略等厚互层，局部夹薄煤层，近底部出现一些紫红色泥岩。

电性：自然伽马和电阻率曲线呈梳状，起伏较大。

古生物：孢粉为 *Salixipollentes–Momipites triletipollenites–Operculumpollis operculatus* 柳粉–三皱痕拟榛粉–具盖具盖粉组合，另外见有 *Taxodiaceapollenites hiatus* 破隙杉粉，*T.bockwitzensis* 保克兹杉粉，其时代属中始新世–早渐新世。

流三段主要分布在凹陷区，凸起上往往缺失，厚度变化较大，钻井所见最大厚度大于 1406.1 米（乌 16–1–2 井）。

流三段是北部湾盆地的主要储油层，涠 10–3、涠 11–1、乌 16–1 等构造都见到油流。

该段与下伏长流组为不整合接触。

8. 下第三系长流组（厚度 0～840 米）

岩性：为一套棕红、紫红色泥岩与棕红色砂岩、砂砾岩不等厚互层，往往含钙质。

电性：自然伽马曲线较平直，呈低值小齿状，电阻率曲线也较平直，为高值小齿状。但有个别高阻尖峰。

古生物：孢粉化石有 *Pentapollenites pentangulus* 五边五边粉、*Ulmipollenites minor* 小榆粉、*Ulmoideipites tricostatus* 三孔脊榆粉、*Momipites* 拟榛粉、*Nanlingpollis* sp. 南岭粉未定种，其时代属古新世—早始新世。

长流组厚度变化较大，从 0～840 米，在凸起上缺失，在凹陷较厚，钻井所见最大厚度 840 米（乌 32–2–1 井）。

长流组与下伏前第三系地层为不整合接触。

9. 前第三系地层

从钻井获得资料来看，有下列四种岩性：

(1) 石炭系石灰岩 灰白色、灰色、深灰色、杂色石灰岩，坚硬、致密、泥晶—微晶质，有 5 口井见到此层（湾 2、湾 4、湾 9 井、涠 11–1–1、涠 6–1–1 井）。在湾 4 井试油获得日产油 93.33 立方米。

(2) 变质岩 灰色、灰黑色浅变质页岩及砂岩，时代为早古生代，于湾 5 井、涠 11–4–1 井、涠 22–2–1 井、涠 22–3–1 井、涠 23–3–1 井、乌 26–3–1 井、乌 26–4–1 井、乌 31–1–1 井等井见到。

(3) 花岗岩 棕红色粗晶花岗岩，时代暂定为中生代。在湾 10 井、涠 12–3–1 井、涠 12–3–2 井、涠 12–3–3 井等井见到。

(4) 白垩系 棕红色、紫红色泥岩、砂岩、凝灰质砂岩夹黑灰色硅质粉砂岩，在湾 10 井见到厚 154.5 米。

北部湾盆地上第三系所见有孔虫较为重要者如图 3–3–4 所示。

三、第三系厚度的一般变化

1. 上第三系厚度的一般变化

上第三系厚度变化较有规律，即是从盆地边缘向盆地中心变厚（见图 3–3–5），因第四系与上第三系界线不易划分，故把两地层合并作图。由于第四系厚度往往小于 100 米，故该图基本上反映了上第三系厚度的变化。表明在沉积时，盆地经历了整体沉降过程，且盆地中

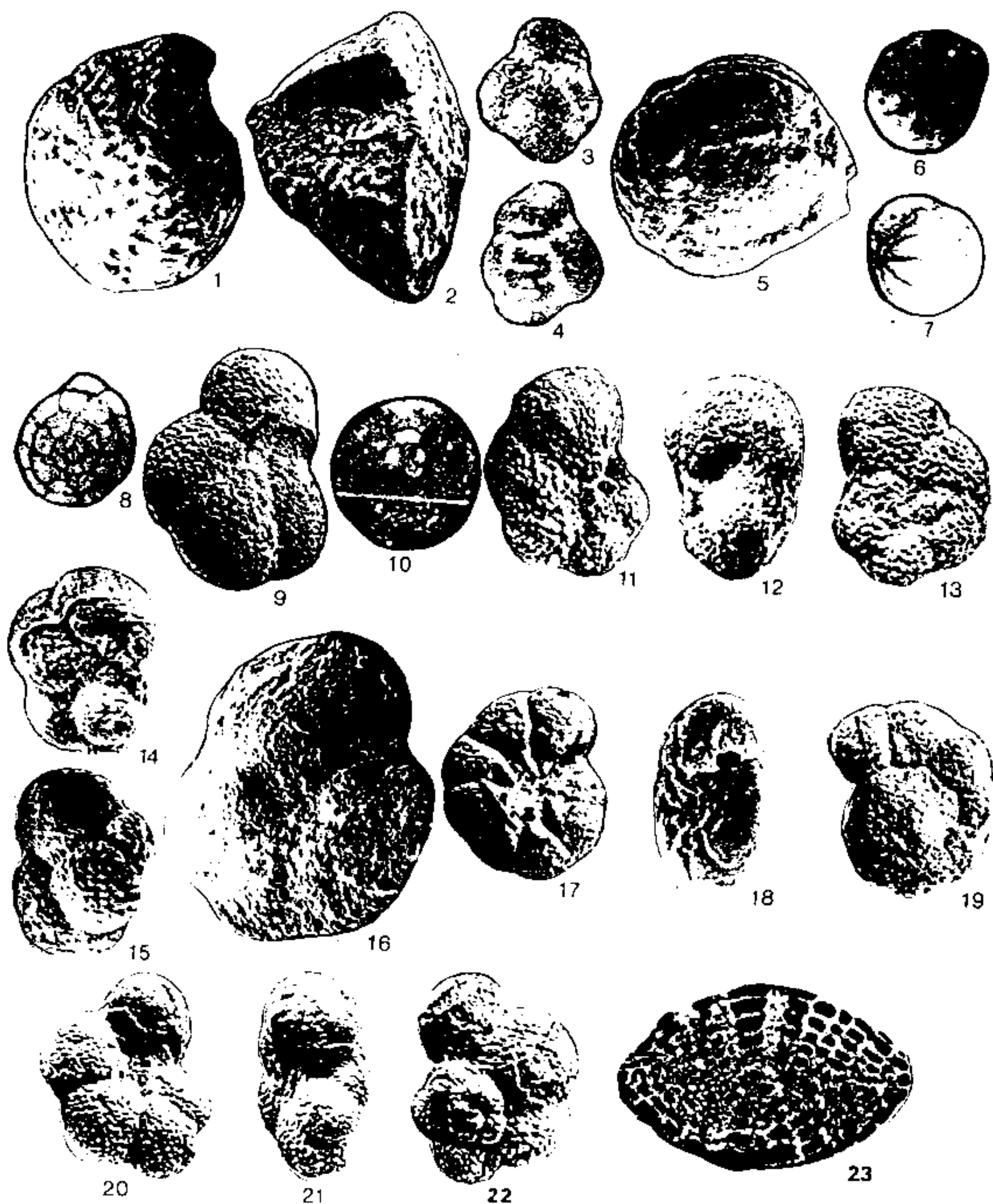


图 3-3-4　北部湾上第三系重要有孔虫化石图版

化石说明:

1、2—*Pseudorotalia schroeteriana*（Parker et Jones）施罗德假轮虫，1：腹视，2：侧视，×88，望楼港组（N_2）；3，4—*Globigerinoides extremus* Bolli　最斜拟抱球虫，3：腹视，4：背视，×53，望楼港组（N_2）；5～8—*Ammonia altispira* Qin et Lin 高螺卷转虫，5：侧视，×90，6：腹视，7：侧视，8：背视，×40，灯楼角组（N_1^3）；9—*Globigerina nepenthes* Todd 蛛形抱球虫，腹视，×105，灯楼角组（N_1^3）；10—*Orbulina suturalis* Bronnimann 缝线圆球虫，侧视，×60，角尾组（N_1^2）；11～13—*Turborotalia siakensis*（Lerow）夏克螺轮虫，11：腹视，12：侧视，13：背视，×85，角尾组（N_1^2）；14，15—*Cassigerinella chipolensis*（Cushman et Ponton）赤坡甲抱虫，14：腹视，15：侧视，×200，角尾组（N_1^2）；16—*Globorotalia praemenardii*（Cushman et Stainforth）先敏纳圆辐虫,腹视,×110，角尾组（N_1^2）；17～19—*Ammonia tepida*（Cushman）　暖水卷转虫，17：腹视，18：侧视，19：背视，×100，下洋组（N_1^1）；20～22—*Globigerina ciperoensis* Bolli 西帕罗抱球虫，20：腹视，21：侧视，22：背视，×120，下洋组（N_1^1）；23—*Nephrolepidina* sp. 肾鳞虫未定种，轴切面，×40，下洋组（N_1^1）

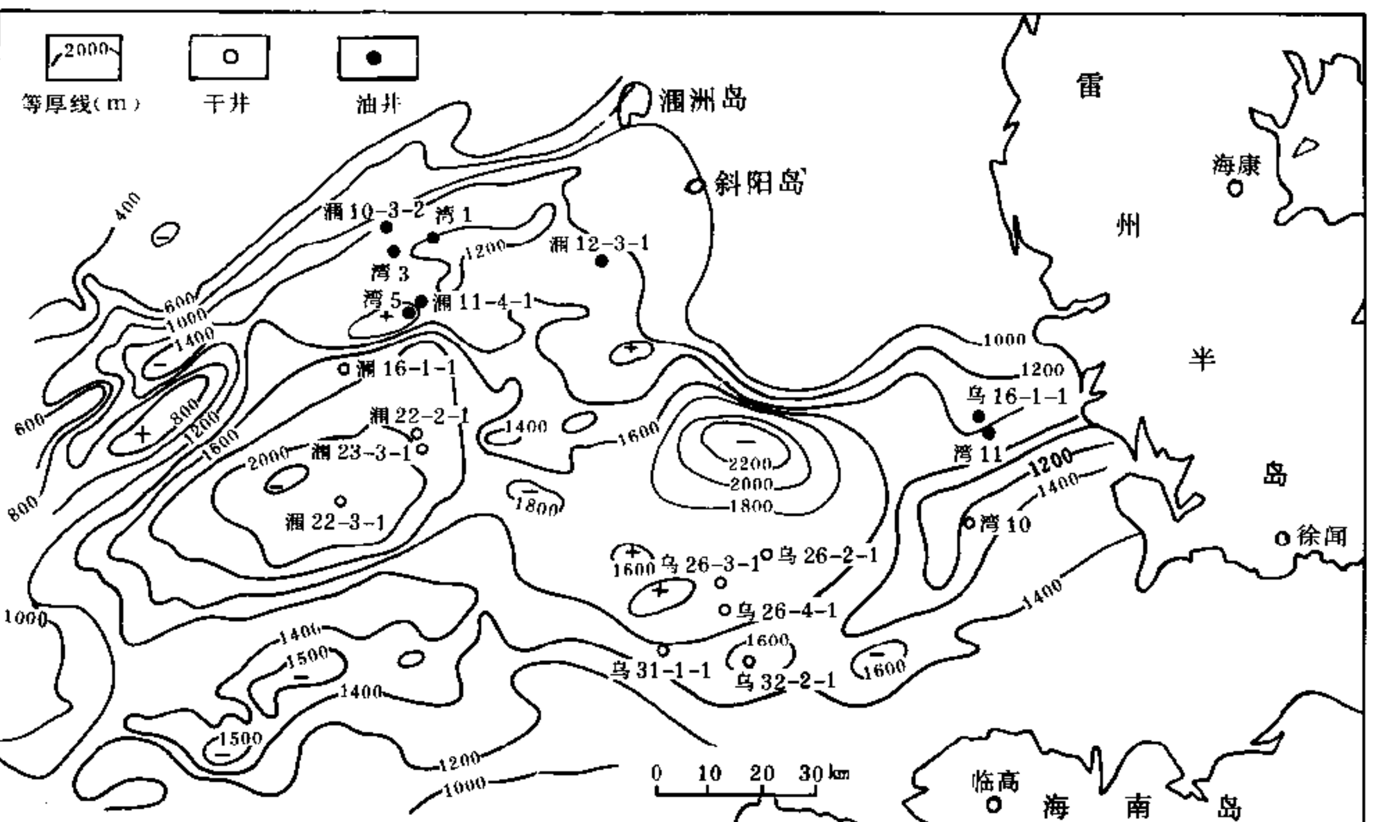


图3-3-5　北部湾盆地第四系和上第三系等厚图

心沉降较快。经地震解释最大厚度为2200米（海中凹陷），一般为1500米左右。钻井中所见最大厚度为海中凹陷南部的涠22-3-1井，厚1850米。

2. 下第三系厚度的变化

下第三系沉积时，北部湾盆地有一些分割性的断层，在断陷内部沉积较厚，而凸起地区则很薄或缺失。根据地震资料，下第三系最厚处在海中凹陷，厚度达8000米，如图3-3-6。乌石凹陷和涠西南凹陷厚度也有7000米左右，只有海头北凹陷较薄，仅4000米。至于下第三系一般厚度在涠西南凹陷、海中凹陷和乌石凹陷为2000～3000米，海头北凹陷则为1000～2000米。在企西凸起上，半数地区缺失，在流沙港凸起上，局部缺失。钻井中所见下第三系最大厚度为2549.6米（乌16-1-2井）。

3. 流沙港组厚度的变化

流沙港组是北部湾盆地的主要生油岩和储油岩，其厚度变化也较大，见图3-3-7，在凸起上的高部位如企西凸起、流沙港凸起等地缺失，在凹陷内则很厚。据地震资料，在乌石凹陷的东部厚度最大，达2400米；涠西南凹陷厚度2000米；海中凹陷厚2000米；海头北凹陷较薄一般小于800米，局部地方有1000米。乌16-1-2井钻井所见流沙港组最厚已达1894.1米尚未钻穿。

第三节　第三系沉积相

下第三系为陆相，上第三系为海相。各组主要沉积相为：

上第三系：

望楼港组：滨海、浅海相

灯楼角组：滨海相为主

角 尾 组：浅海相为主

下 洋 组：滨海相为主

下第三系：

涠洲组：河流相，浅湖相为主

流沙港组一段：浅湖相为主

流沙港组二段：中—深湖相

流沙港组三段：滨湖、三角洲相

长流组：洪冲积相

下面将盆地早、晚第三纪的沉积相分述如下：

1. 早第三纪沉积相

下第三系沉积相基本可分为两个组，即滨浅湖相和中—深湖相（见图3-3-8）。

(1) 滨浅湖相　主要由砂岩和灰色、绿灰色或红色泥岩组成。除了三角洲、滨岸沙坝外，可能局部地区有碳酸盐岩滩存在。在盆地内部沉积区内，滨浅湖相分布面积所占比例比中—深湖相大得多。

(2) 中—深湖相　岩性主要为深灰、褐灰色页岩、泥岩，少量油页岩。中—深湖相主要分布在凹陷内部的深部位，往往发育于凹陷陡坡一侧的断陷最深部位。

1982年，南海石油勘探指挥部研究所曾对地震T_4～T_7层间（相当于流沙港组）的地层

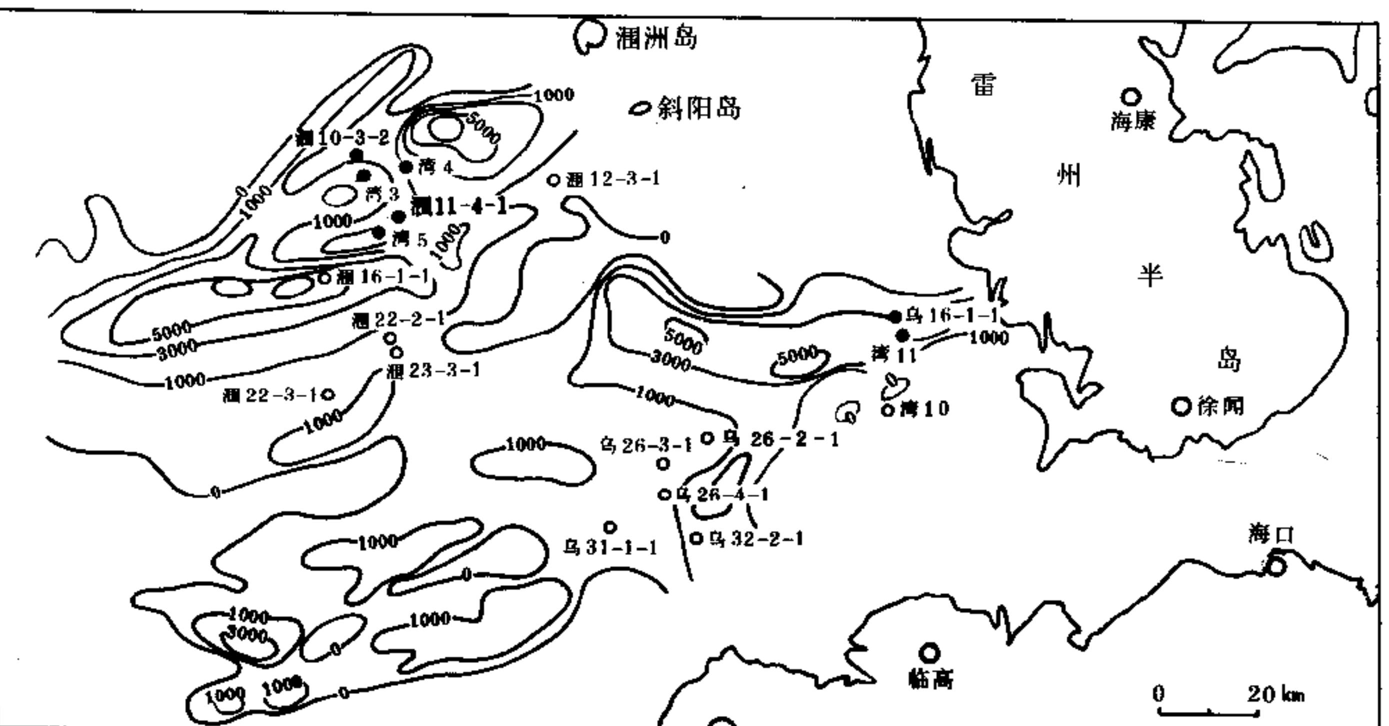


图 3-3-6 北部湾盆地下第三系等厚图

图例同图 3-3-5

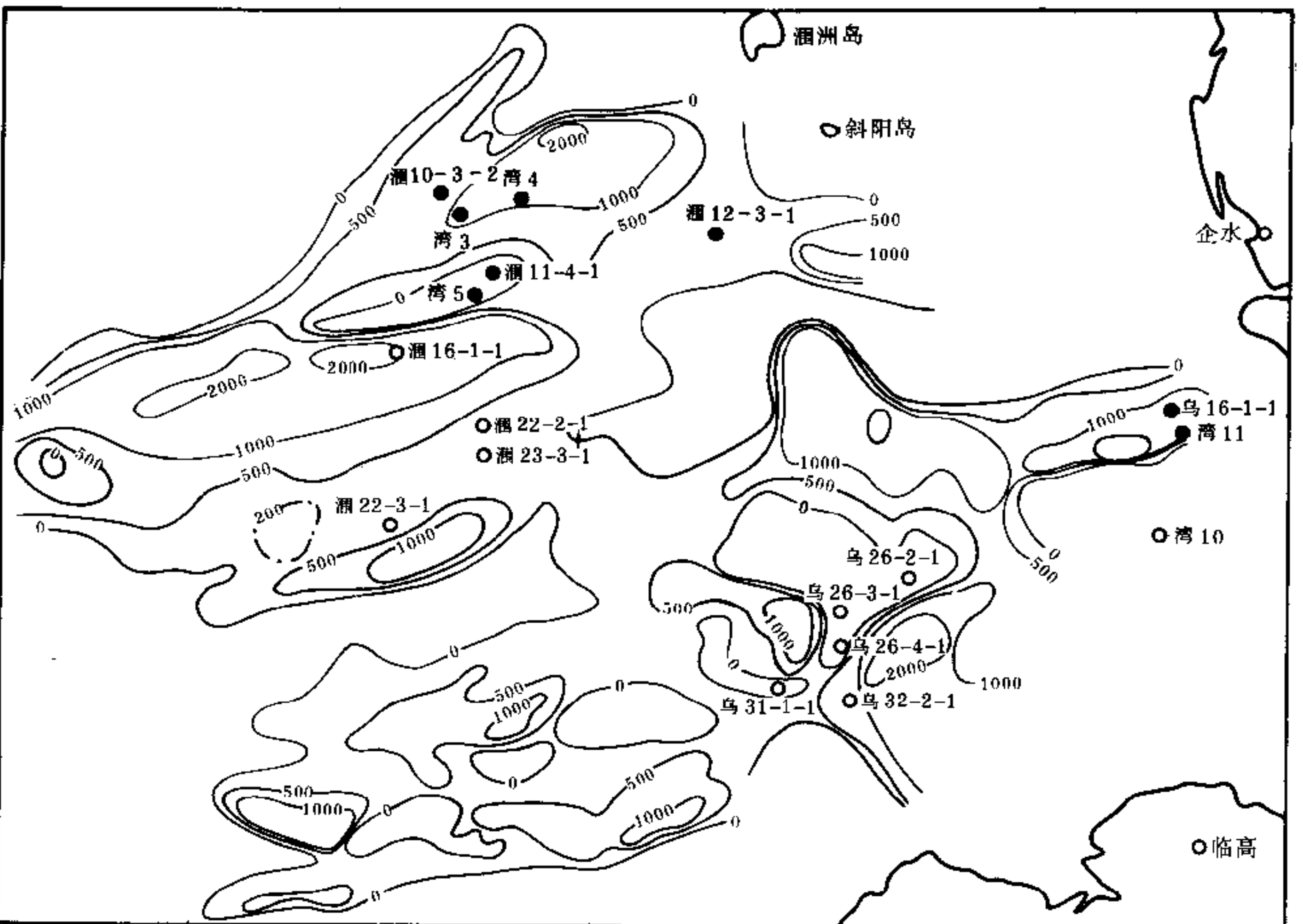


图 3-3-7　北部湾盆地流沙港组（T_4-T_7）等厚图

图例同图 3-3-5

图 3-3-8 北部湾盆地早第三纪沉积相图

1—剥蚀区；2—地层尖灭线；3—等厚线（米）；4—沉积相界线；5—滨浅湖相；6—中—深湖相；

7—三角洲复合体；8—近岸水下扇；9—碳酸盐岩滩；10—井位；11—物源方向

进行过地震地层学解释❶，分为砂、砾相、砂相、偏砂相、偏泥相和泥相。在断裂的下降盘靠近断裂位置往往形成砂、砾相和砂相，如盆地西北部的涠西南大断裂的南侧，乌石凹陷北部的断裂南侧，都发育有较粗的相带。这个粗相带往往是油气富集的场所，如涠 10–3 油田。另外在一些凸起的周围，则形成砂相或偏砂相区域，而凹陷内部为偏泥相、泥相及偏砂相（见图 3–3–9）。

2. 晚第三纪沉积相

晚第三纪是海相沉积，可分为滨海相和浅海相（见图 3–3–10）。

(1) 滨海相　其岩性主要为灰色砂、砾岩、砂岩与灰色泥岩互层，以砂岩类为主。

(2) 浅海相′ 岩性主要为灰色粉砂岩，泥岩和细砂岩不等厚互层。

滨海相主要分布在盆地边缘部位，而浅海相主要分布在盆地中部。

❶黄济棠，1982，“地震地层学在北部湾坳陷的初步应用”。

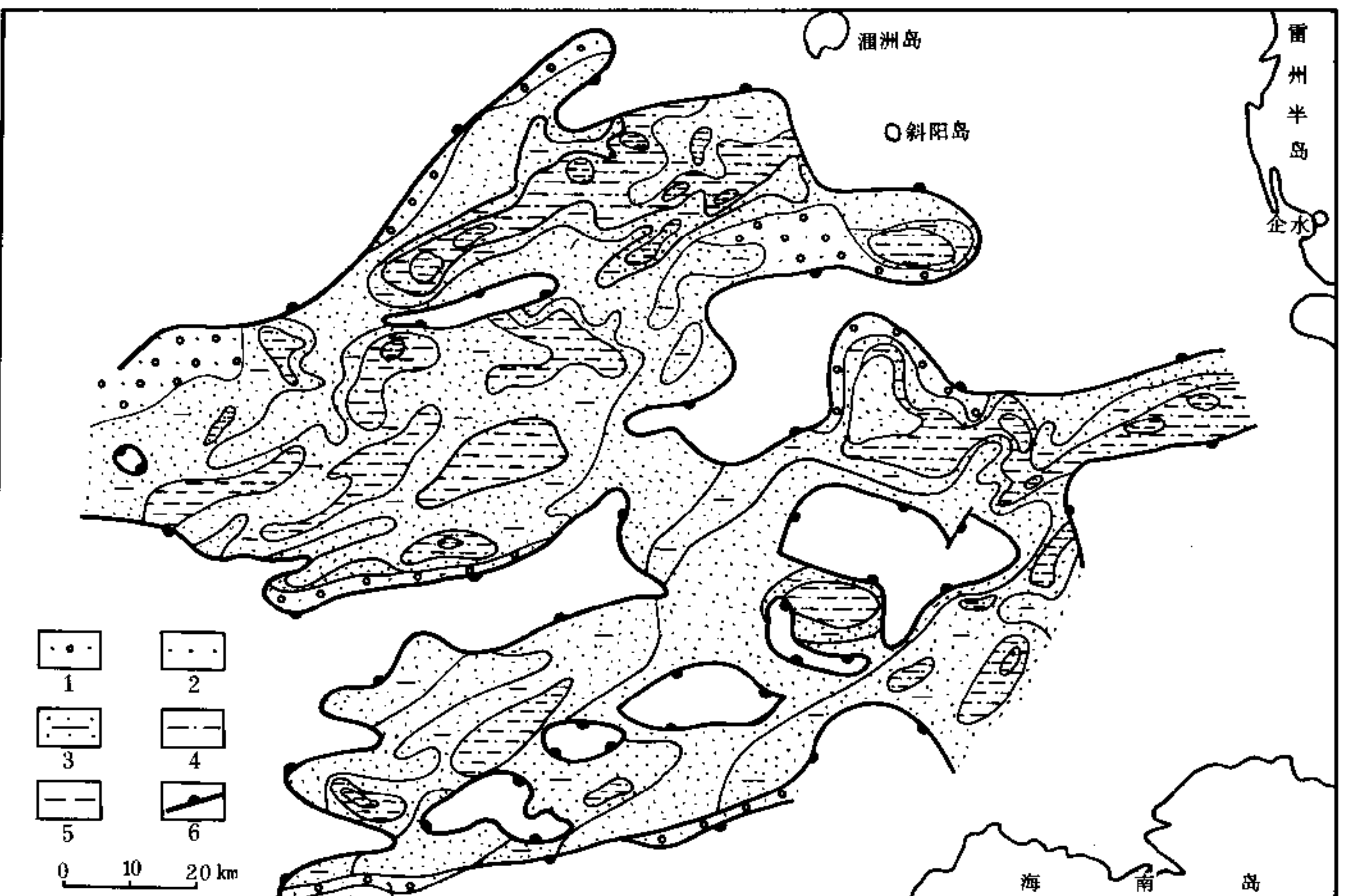


图 3-3-9　北部湾盆地早第三纪流沙港组（T_4–T_7）沉积时岩相推测图

1—砂、砾相；2—砂相；3—偏砂相；4—偏泥相；5—泥相；6—尖灭线

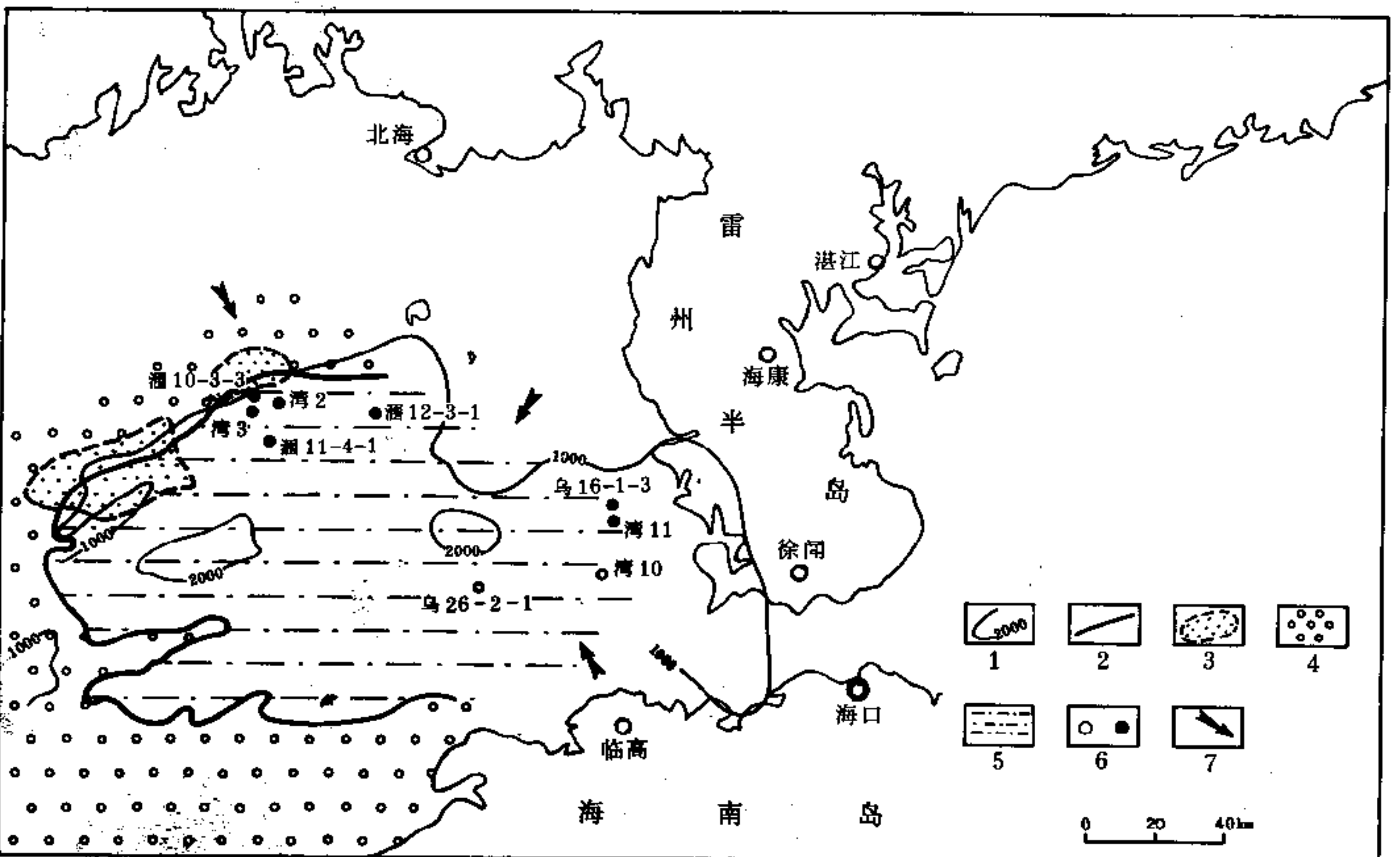


图3-3-10　晚第三纪沉积相图

1—等厚线（米）；2—相带界线；3—浊积体；4—滨海相；5—浅海相；6—井位；7—物源方向

第四节　基底岩性及其时代

北部湾盆地的基底岩性，据现有钻井资料主要有3种类型，如图3-3-11。

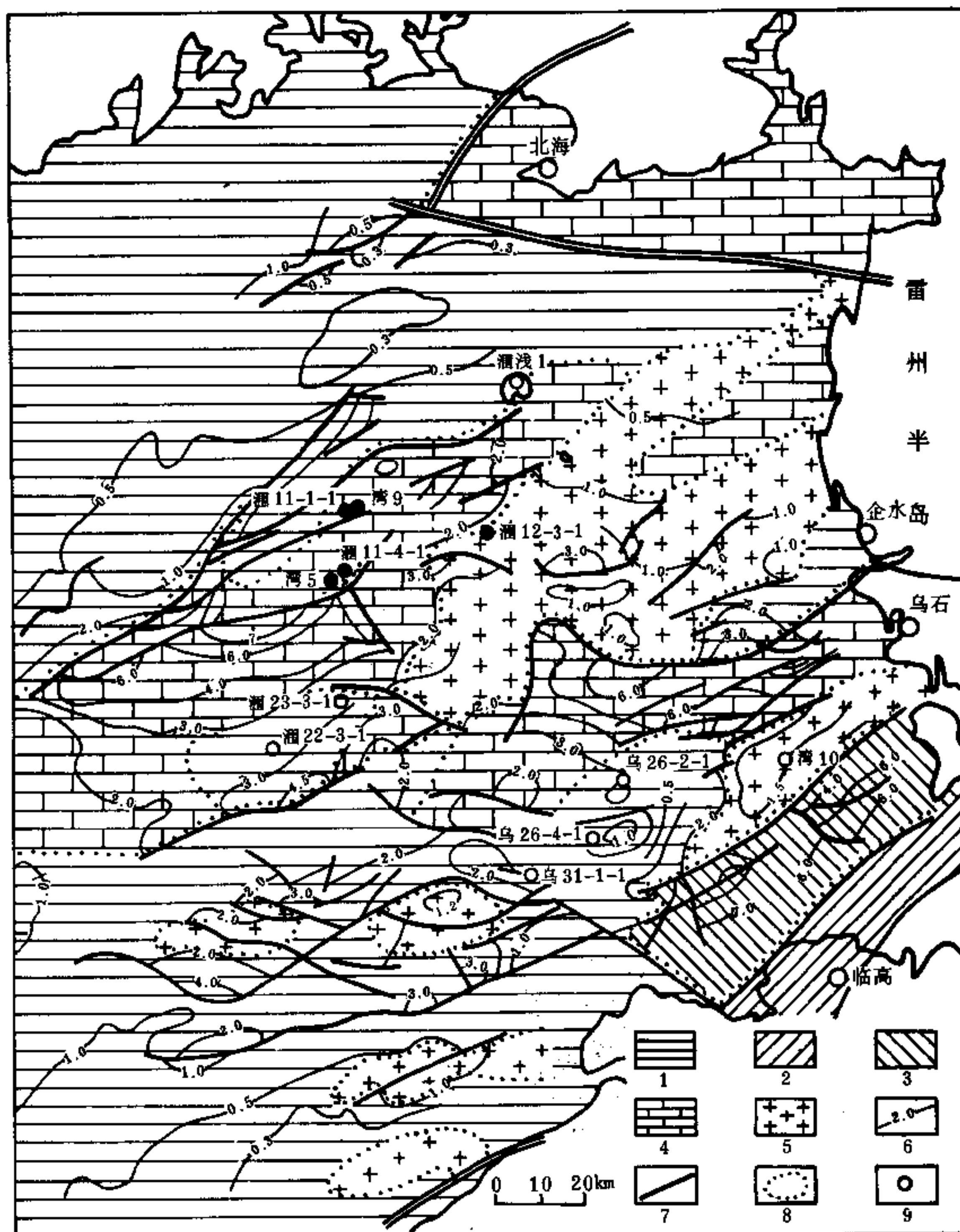


图3-3-11　北部湾盆地基底岩性推断图

1—变质岩基底；2—白垩系基底；3—古生界基底；4—石灰岩基底；5—花岗岩基底；6—T_9反射层构造图，等值线单位为千米；7—断层；8—基底分区线；9—井位

1. 石炭系石灰岩

见于涠西南凹陷的涠 11−1 构造上的湾 2、湾 4、湾 9、涠 11−1−1 和涠 6−1 构造上的涠 6−1−1 井。

2. 下古生界变质岩

为轻度变质的砂、泥岩地层，在涠 11−4 构造上的湾 5 井及涠 11−4−1 井和乌 26−2 构造上的乌 26−2−1 井中见到。

3. 中生界花岗岩

此种花岗岩在涠 12−3 构造上的三口井和流沙港凸起上的湾 10 井均可见到。

根据钻井资料及地球物理资料（图 3−3−12）推断，涠西南凹陷、海中凹陷和乌石凹陷的基底主要为上古生界石灰岩；企西凸起的东部主要为花岗岩，其西南部主要为变质岩；流



图 3−3−12　北部湾盆地总磁场异常图

本图根据地质部航磁 904 队的资料绘制而成；磁异常等值线距为 ± 20 伽马

沙港凸起为花岗岩；其他海头北凹陷及迈陈凹陷主要为变质岩。

关于基底时代问题，因无化石资料，只是根据其岩性特征与围区对比而定。变质岩见于广西地区的下古生界和海南岛的寒武系(?)，因而把钻井见到的变质岩定为下古生界；花岗岩是参照对比海南岛的中生界花岗岩而定其时代；石灰岩可与广西南部沿海一带的石灰岩进行对比，其时代为石炭系。

第四章 构　造

第一节 构 造 背 景

北部湾盆地北部属粤桂隆起区，该隆起区在早古生代为地槽型沉积，加里东运动回返褶皱。晚古生代是准地台型或地台型沉积，华力西运动发生褶皱。中生代主要是陆相或海陆过渡相沉积，印支—燕山运动发生褶皱、断裂及大规模的火成岩侵入。这几次造山运动使粤桂隆起区构造线方向为北东或北北东向，并产生了一系列北东向的大断裂，如北流合浦断裂、吴川四会断裂等（图 3–4–1）。这些构造可一直延伸到盆地内部。

盆地南部为海南隆起区，其地层除三叠系外，从寒武系至第四系均有出露，但厚度较薄。地面分布主要为中生代花岗岩。由于花岗岩的发育，造成海南岛地区的混合岩化现象相当普遍。海南岛的构造线方向主要有两组：一组为北东—南西向；一组为东西向，定安大断裂就是东西向大断裂，它组成北部湾盆地南界的一部分。海南岛隆起区向北伸入北部湾盆地内，成为盆地前第三系基底的一部分。

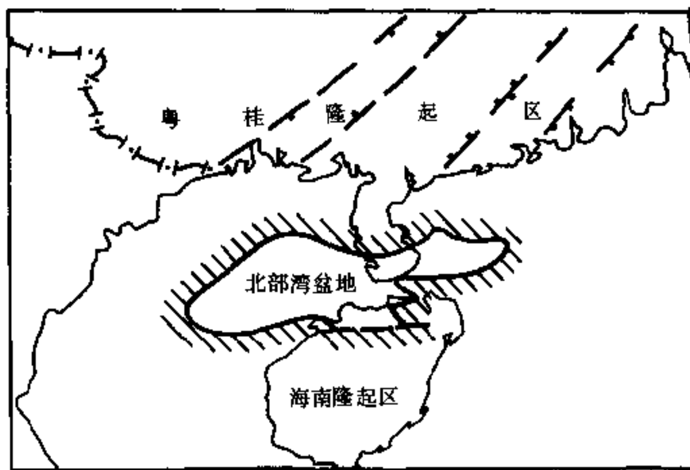


图 3–4–1　北部湾盆地周围地区构造概略示意图

北部湾盆地东部的南北两侧分别为海南隆起区与万山群岛隆起区。西部资料缺乏，只推测东经 108° 以西，基底抬升，与河内以北的隆起区相邻。

从板块构造观点来看，北部湾盆地所处的大地构造位于欧亚板块内，属板块内部的一个盆地（或称克拉通盆地）。但由于靠近板块边缘，也受到板块碰撞、分离的影响。其构造活动性比典型的克拉通盆地要强一些，如第三系沉积厚度大（达 8000 米左右）、断裂多、断层落差大（最大的可能达 8000 米）等。在活动的时间上，也与珠江口、莺歌海这些板块边缘盆地相一致，即早第三纪发生拉张断裂，晚第三纪整体坳陷。

第二节 断　　裂

北部湾盆地的断裂甚为发育，主要为北东向或北东东向，其次为北西向（见图 3–4–2）。

断裂全部为正断裂，主要在早第三纪。北部湾发生张裂，产生断陷，盆地形成。至晚第三纪开始，各断裂的活动基本趋于停止。

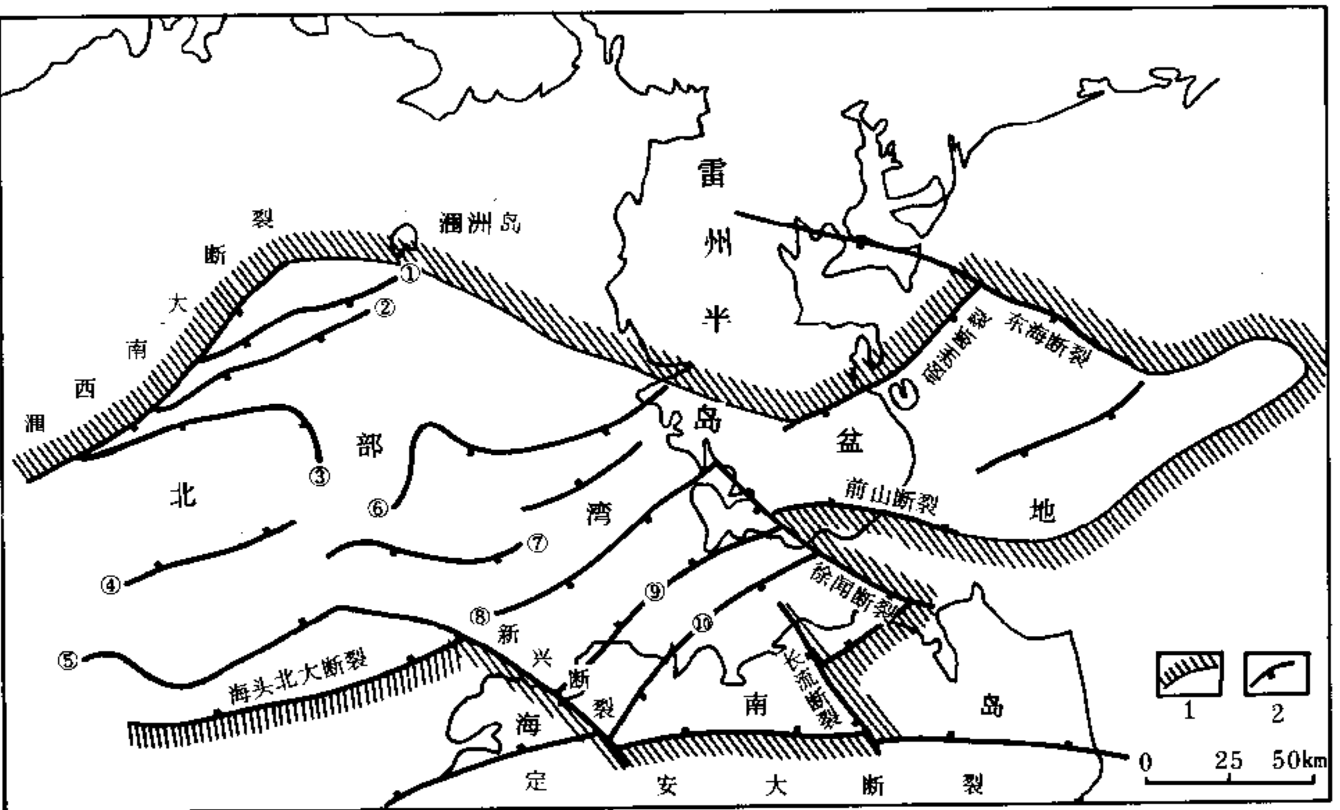


图 3-4-2 北部湾盆地主要断裂分布图

1—盆地边界；2—断层；图中断裂编号可与表 3-4-1 对应

断裂的长度一般都有几十公里，主要断裂其基底落差多在 3000 米左右，最大的可能有 8000 米左右。

主要断裂的发育，构成了盆地的边界，控制着各二级构造单元的发育。如涠西南大断裂，海头北大断裂等，这些都是盆地边界断裂，图 3–4–2 中③、④、⑥、⑦、⑧、⑨、⑩等断裂为二级构造带的边界断裂，各断裂数据见表 3–4–1。

表 3-4-1　北部湾盆地断裂数据表

名称或编号	断层总体走向	断裂倾向	基底最大落差（m）	断裂长度（m）	断开最高层位	断裂级别	断裂性质
①	NEE	SE	8000	70	T_1	Ⅲ	
②	NEE	SE	2000	75	T_4	Ⅲ	
③	NEE–SE	SE–SW	7000	85	T_2	Ⅱ	凹陷边界断裂
④	NE	NW	2500	55	T_2	Ⅱ	凹陷边界断裂
⑤	NE	NW	3000	120	T_1	Ⅲ	
⑥	近 SN–NE	SE	5000	110	T_4	Ⅱ	凹陷边界断裂
⑦	EW	S	2000	60	T_4	Ⅱ	凹陷边界断裂
⑧	NE	SE	3000	80	T_4	Ⅱ	凹陷边界断裂
⑨	NE	NW		85	T_1	Ⅱ	凹陷边界断裂
⑩	NE	SE		90	T_2	Ⅱ	凹陷边界断裂
涠西南大断裂	NE	SE	3000	>100		Ⅰ	盆地边界断裂
海头北大断裂	NEE	NW	2000	105	T_1	Ⅰ	盆地边界断裂
定安大断裂	EW	N		>225		Ⅰ	盆地边界断裂

第三节　盆地发育阶段

北部湾盆地于晚白垩世时期开始发生断裂，形成许多高低不平的断块，高断块继续受剥蚀，低断块形成断陷开始接受下第三系沉积（个别地方可能有白垩系沉积）。断裂在沉积过程中仍不断活动，因此造成断层下降盘一侧沉积很厚，上升盘沉积很薄。这种断陷活动，一直延续到早第三纪末期才基本结束，这就是盆地发展的第一阶段，即断陷阶段。北部湾盆地的断陷活动强烈程度在各凹陷表现不一，其中海头北凹陷下降不大，基底埋深不到 5000 米，而其它几个凹陷基底埋深最深处都在 7000 米以下，其活动的强烈程度很大（见图 3–4–3）。

到了晚第三纪开始，盆地内各断裂除极少数仍有不强烈的活动外，绝大部分趋于停止，这可从上第三系底界地震 T_2 反射层构造图（图 3–4–4）上得到反映，其上断裂寥寥无几。而从流沙港组顶面地震 T_4 反射层构造图（图 3–4–5）上看，断裂还很多。这说明晚第三纪

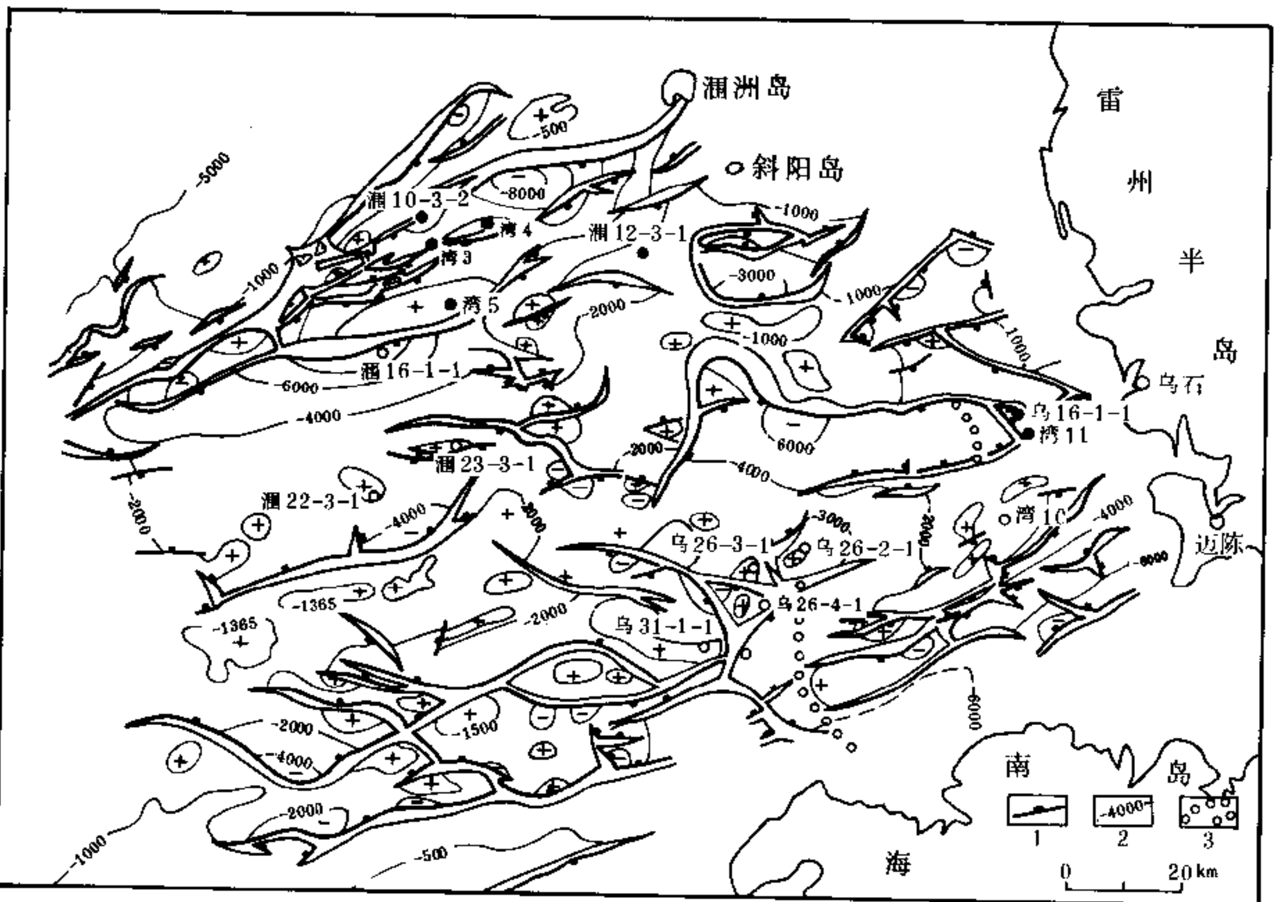


图 3—4—3　北部湾盆地地震 T_9 反射层构造图

1—断层；2—构造线（米）；3—接图线；地震 T_9 反射层相当于第三系底界

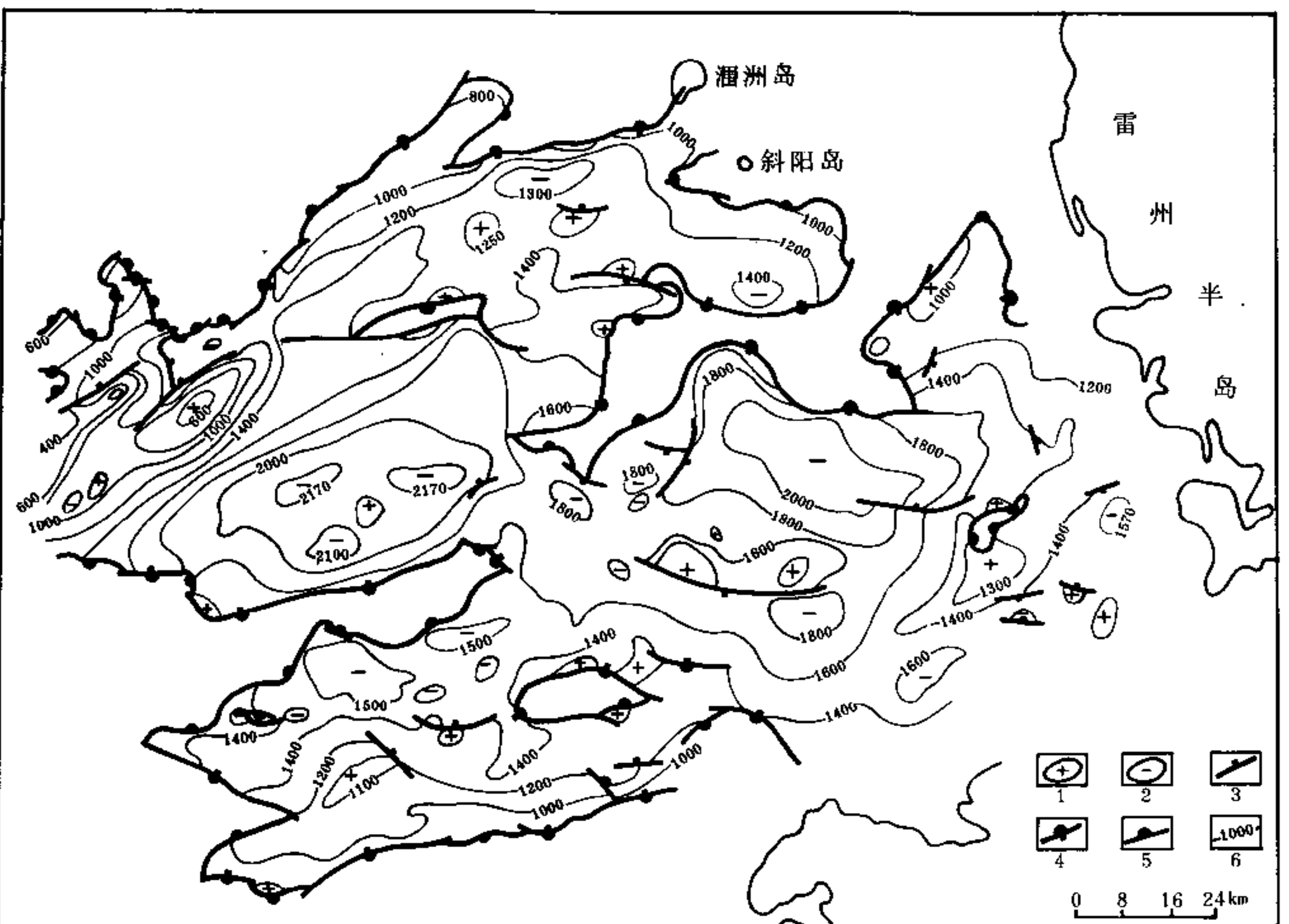


图 3-4-4 北部湾盆地地震 T_2 反射层构造图

1 高点；2 低点；3 断层；4 断超线；5—超覆线；6—构造线（米）；T_2 反射层相当于下第三系顶界

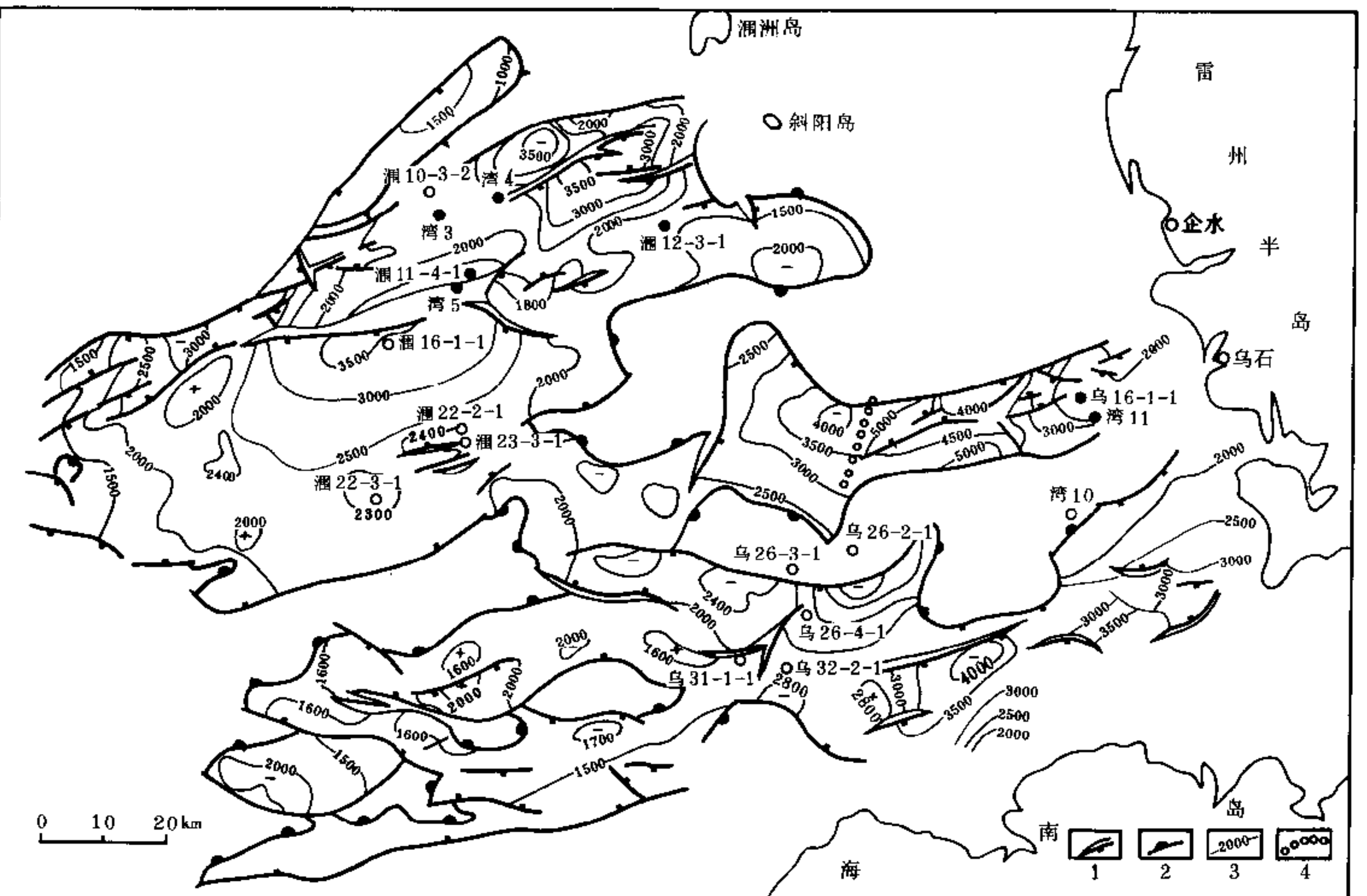


图 3-4-5 北部湾盆地地震 T_4 反射层构造图

1—断层；2 超覆线；3—构造线（米）；4 接图线；地震 T_4 反射层相当于流沙港组顶界

开始时，盆地不再以断陷的形式发育，而开始整体下陷，盆地边缘上第三系沉积较薄，而盆地中间沉积较厚，其中以乌石凹陷下降较快，上第三系沉积厚约 2100 米，而涠西南凹陷则只有 1500 米左右。这就是北部湾盆地发展的第二阶段，即坳陷阶段。

第四节　构造单元划分及其地质特征

一、盆地边界划分原则

在论述二级构造单元之前，先介绍一下盆地边界的划分原则。

对于盆地边界的划分主要有二种意见：一种意见认为，以第三系分布的界线作为盆地边界，因此，盆地北界一直划到广西陆地海边，甚至陆上有第三系分布的那一部分都划入盆地范围（把广西陆地的西场凹陷划入北部湾盆地）。由于第三系在南海海域基本上都有分布，这种划分使北部湾、莺歌海、珠江口及南海诸盆地无法分开。从实际工作应用出发，不便应用。

另外一种意见认为，以上第三系厚度 1000 米左右为界并结合断裂情况进行划分。这种意见被大多数人所接受，也是目前较常用的一种划分原则。根据这个划分原则，北部湾盆地的北界应以涠西南大断裂为界，断裂以北，上第三系厚度一般小于 1000 米，而没有下第三系存在。沿此大断裂向东北，盆地边界从涠洲岛南面附近通过（涠洲岛上涠浅 1 井上第三系厚度小于 1000 米），向东南经乌石凹陷东部的断裂，再沿硇洲断裂、东海断裂而成为盆地的北部边界。盆地南部边界，西以海头北大断裂开始，经新兴断裂，定安大断裂、长流断裂、海口断裂、徐闻断裂、前山断裂，往东至 112° 附近。盆地的西界，因东经 108° 以西无资料，盆地边界无法确定，暂以 108° 线作为盆地面积计算的界线。

二、二级构造单元的划分

根据断裂性质及断块的升降情况，以及地层的发育程度，将盆地内的二级构造单元分为凹陷和凸起。凸起上往往缺失下第三系，或仅有薄层。凸起对相邻两边的凹陷起分隔作用。在下第三系沉积时凸起往往为剥蚀区，而凹陷为沉积区。在有些凹陷与凹陷间，相隔两凹陷的凸起不很高或面积不大，暂作凹陷的一部分对待，没有单独划分，而是以断层作为两凹陷的界线，这种情况如涠西南凹陷与海中凹陷，其中以图 3-4-6 中的③号断层作为两凹陷的分界，此断层的北面涠 11-4 构造隆起较高，缺失下第三系，但因面积小，未单独划出，而把它作为涠西南凹陷的一部分。此外，乌石凹陷、迈陈凹陷、海头北凹陷的分界也是以断层作为边界。

根据上述原则，北部湾盆地共划分出 7 个凹陷和 3 个凸起，它们是：涠西南凹陷、海中凹陷、乌石凹陷、海头北凹陷、迈陈凹陷、福山凹陷和锦和凹陷以及企西凸起、流沙港凸起和临高凸起，如图 3-4-6、3-4-7 和 3-4-8。

现将各凹陷和凸起的地质情况简略介绍如下：

1. 涠西南凹陷

该凹陷位于盆地最北部，呈北东向展布，长约 135 公里，最宽处约 37 公里，面积约 3000 平方公里。其基底最大埋深达 8000 米左右。上第三系最大厚度约 1450 米，下第三系厚度在 6000 米左右，是一长期发育的断陷，以①号断层下降盘下降最深，往南逐渐抬升，略呈箕状，中部为②号断层切割，基底稍有抬升。北界以涠西南大断裂与粤桂降起区的南倾部分相接。这部分隆起区有人又叫北部隆起区。涠西南凹陷南部的西面以③号断裂为界，与

海中凹陷相接。③号断层的东段上升盘隆起较高，下第三系缺失(涠 11-4 构造)，上第三系直接盖在下古生界变质岩之上。凹陷南部的东面与企西凸起相邻，其界线不很明确，约以涠 13-2 构造南面为界，向东则无资料，其界线为推测界线。其结构有如图 3-4-9 地震剖面所示。

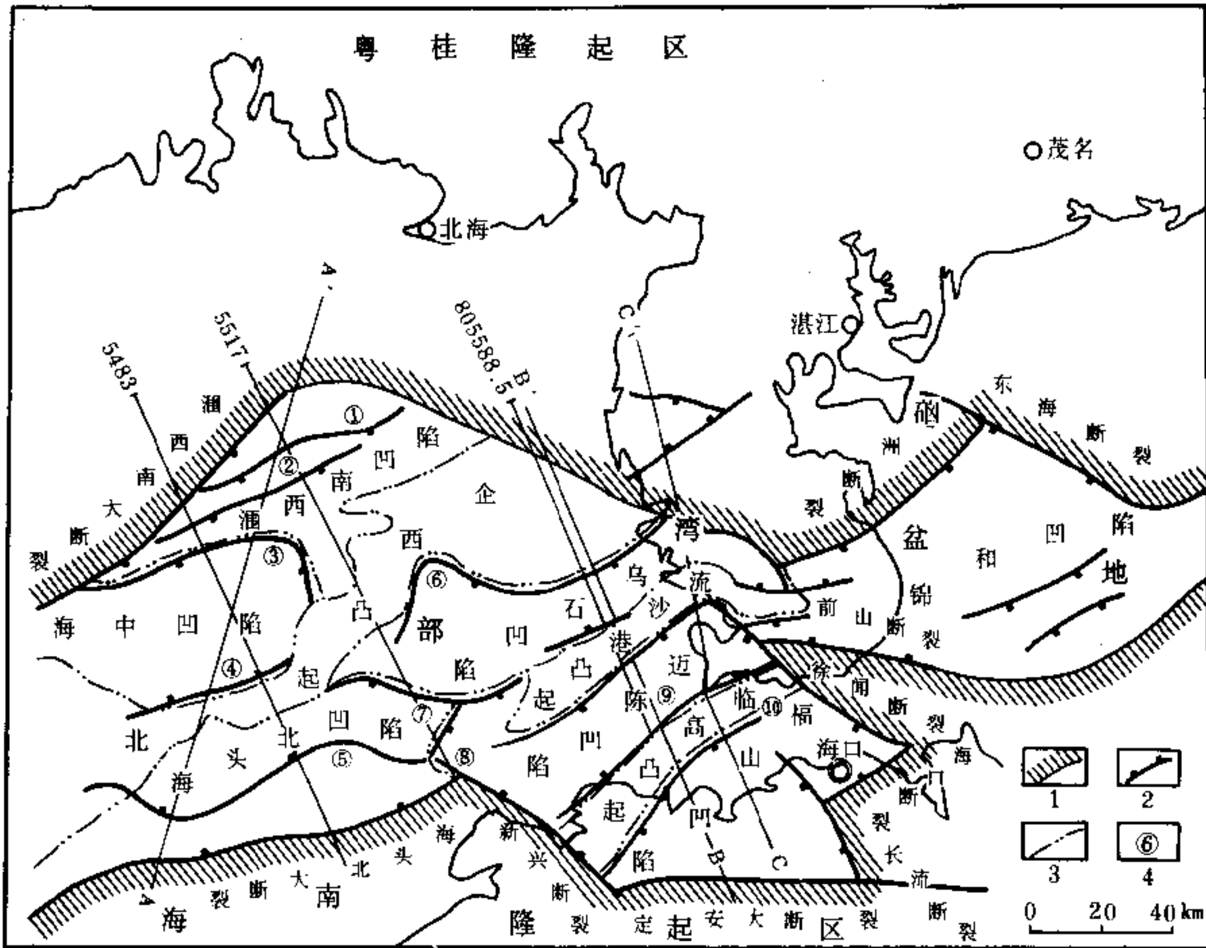


图 3-4-6 北部湾盆地构造区划图

1—盆地边界；2—断层；3—二级构造边界线；4—断层编号（与表 3-4-1 对应）

涠西南凹陷基底岩性主要为石炭系石灰岩（见于湾 4 井）、少量变质岩（见于湾 5 井）和少量花岗岩（见于涠 12-3-1 井）。

涠西南凹陷除北界的涠西南大断裂外，还有较大的①号、②号断层，沿这些断裂往往发育一些断鼻式背斜构造，成为油气富集的场所，如涠 10-3 油田就在①号断层的下隆盘上。

2. 海中凹陷

海中凹陷位于盆地西部，其东北为涠西南凹陷，南西为企西凸起。凹陷长约 80 公里，宽约 40 公里，面积为 2900 平方公里。基底最深处在③号断层下降盘，约 7000 多米，往南逐渐抬升，成一箕状断陷。凹陷基底岩性推测主要为石灰岩，南部部分为变质岩。该凹陷发育了几个局部构造，已钻探了涠 16-1、涠 23-3 二个构造，均未见油气。

3. 乌石凹陷

乌石凹陷在盆地的中部，其北以⑥号断层与企西凸起为界，其南分别与流沙港凸起、迈

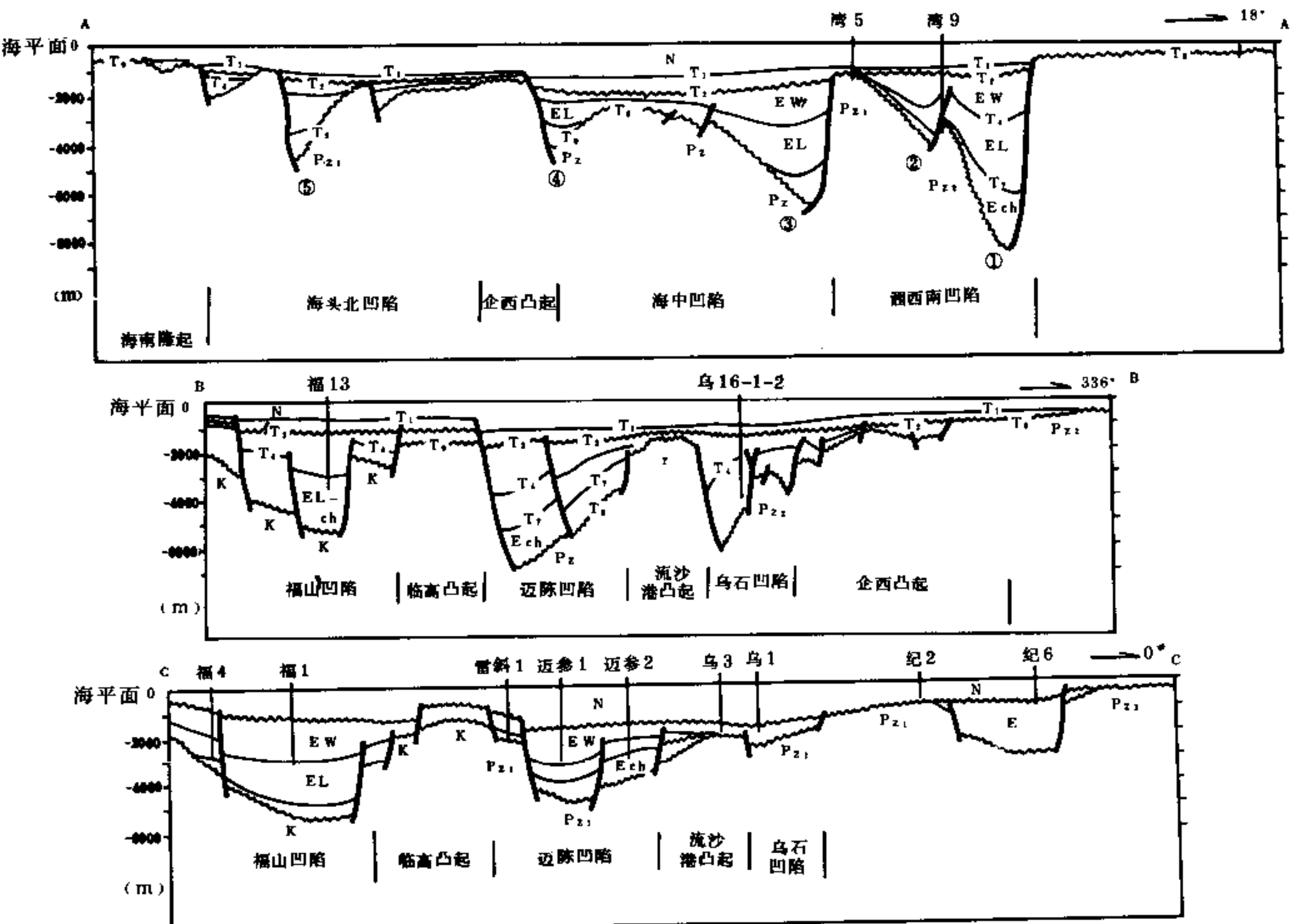


图 3-4-7 北部湾盆地横剖面图

剖面具体位置见图 3-4-6

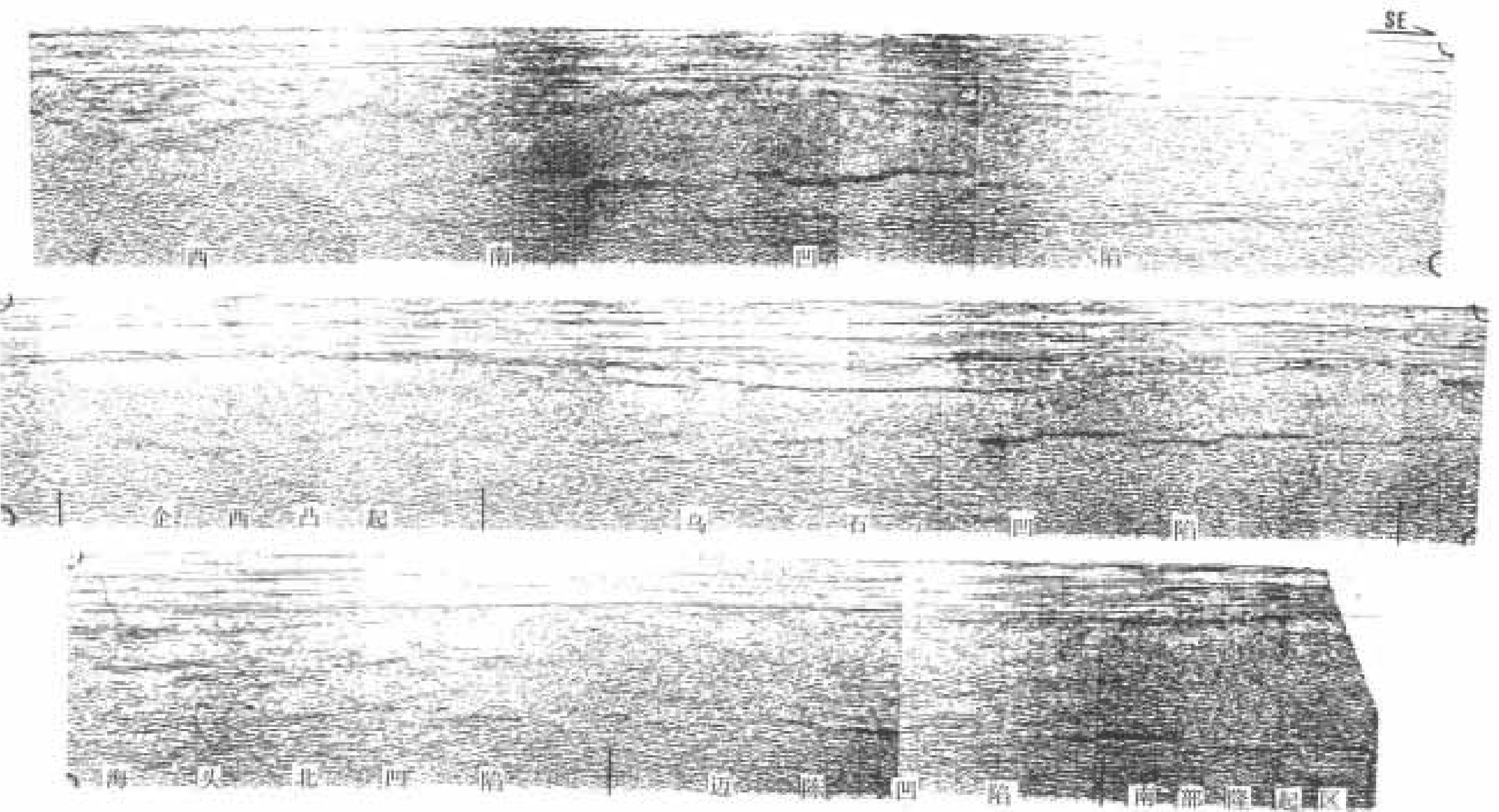


图 3-4-8　5517 地震测线时间剖面图

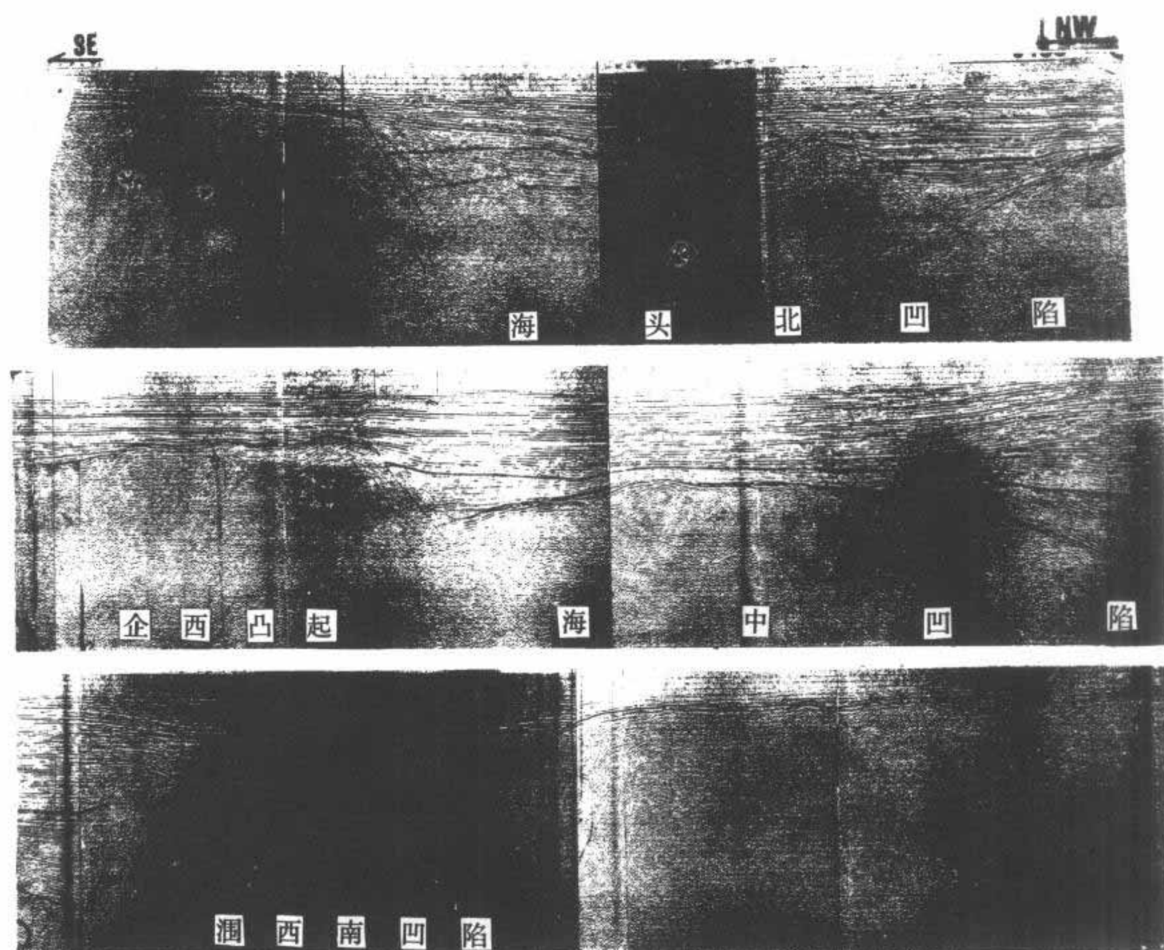


图 3-4-9 5483 地震测线时间剖面图

陈凹陷、海头北凹陷为界。凹陷呈北东向延伸，长约 130 公里，最宽处约 44 公里，面积约 2800 平方公里。基底最深处在⑥号断层南侧，约 7000 米，向南基底抬升。基底岩性推断为石炭系石灰岩，南部为下古生界变质岩。乌石凹陷东部的乌 16−1 构造已见到油气流，说明乌石凹陷有良好的生油条件和储油条件（参见图 3−4−10）。

4. 海头北凹陷

海头北凹陷位于盆地西南部，其北为企西凸起，其南以海头北大断裂与海南隆起区为界。凹陷呈北东向延伸，长约 140 公里，宽约 40 公里，面积 3900 平方公里。此凹陷基底埋藏较浅，约 4000 米左右，因此生油条件较差。基底岩性推测为变质岩及花岗岩。

5. 迈陈凹陷

迈陈凹陷位于盆地中部偏南，其北面为流沙港凸起，南面为临高凸起，西部为海头北凹陷及海南隆起区，呈北东向延伸，长约 90 公里，宽约 22 公里，面积 2600 平方公里。基底埋藏最深处在凹陷西面，约 7000 米左右。基岩性质可能为变质岩。

6. 福山凹陷

福山凹陷位于盆地南部，大部分在海南岛陆地上，其西北为临高凸起，其南、东两面为海南隆起区。凹陷呈北东向展布，长约 80 公里，宽约 35～70 公里，面积 3000 平方公里。

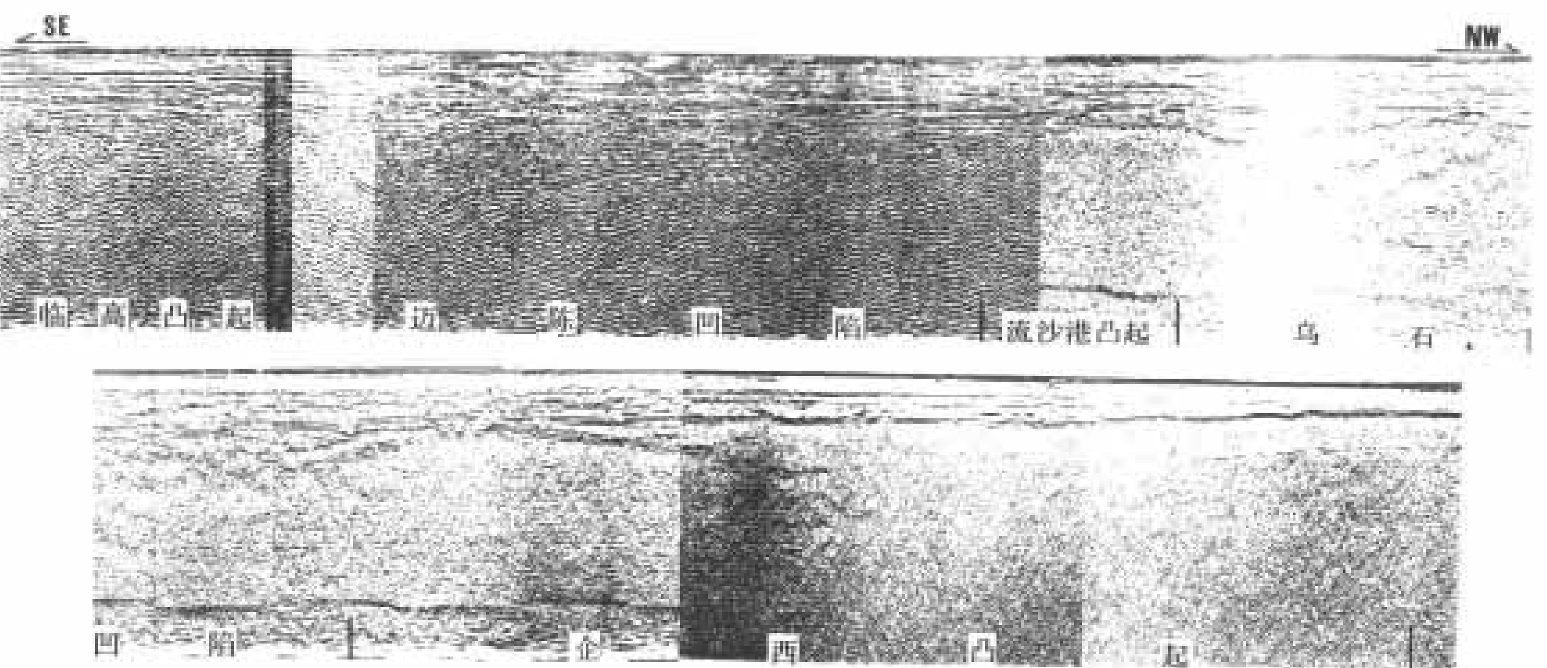


图 3-4-10　805588.5 地震测线时间剖面图

基底岩性可能为变质岩。福山凹陷已钻探井 38 口，但没有找到工业性油田，只有 4 口油流井，采出少量原油。福山凹陷因地表和上第三系上部有许多玄武岩夹层存在，地震未取得好的反射层资料，构造和断裂尚不清楚。

7. 锦和凹陷

位于盆地东部，在雷州半岛以东。北面为粤桂隆起区的南倾部分，南面与海南隆起区相邻，基底埋深较浅，在 2000～3000 米之间。对该凹陷由于工作很少，故地质情况尚不太清楚。

8. 企西凸起

位于盆地西部，其北为海中凹陷及涠西南凹陷、其南为海头北凹陷及乌石凹陷，呈北东向展布，长约 186 公里，宽 12～60 公里，面积约 5100 平方公里。基底埋深小于 2000 米。顶部下第三系缺失或很薄，是一较长时间的隆起区。其上一般无局部构造存在。基底岩性在东部可能以花岗岩为主，西部可能为变质岩。

9. 流沙港凸起

位于盆地中部，其南为迈陈凹陷，其北为乌石凹陷，向东伸到雷州半岛上，长约 83 公里，宽约 12 公里，面积约 1000 平方公里。基底埋深 1500～2000 米。向西南方向倾没，而向东北方向抬升，基底岩性主要为中生代花岗岩（湾 10 井已见）。

10.临高凸起

位于盆地南部，其北为迈陈凹陷、南为福山凹陷，呈北东向展布，长约 82 公里，宽约 14 公里，面积 1100 平方公里，基底岩性推测为下古生界变质岩，基底埋深约 1500 米。

北部湾盆地二级单元构造数据见表 3–4–2。

表 3–4–2　北部湾盆地二级构造单元数据表

二级构造单元名称	面积 (km^2)	厚度（m）		构造主要发育时期	基底岩性	构造类型	主要局部构造
		N	E				
涠西南凹陷	3000	1200	8000	E	石炭系 石灰岩	箕状断陷	涠 10–3 涠 11–1 涠 11–4
海中凹陷	2900	2200	8000	E	石灰岩 变质岩	箕状断陷	涠 14–2
海头北凹陷	3900	1500	4000	E	变质岩	分割性小断陷	
乌石凹陷	2800	2200	7000	E	石灰岩 变质岩	箕状断陷	乌 16–1
迈陈凹陷	2600	1500	5500	E	变质岩 (?)	断陷	
福山凹陷	3000	1500	5000	E	白垩系	断陷	锦和 31–1
锦和凹陷	6100	1000	2000		?	?	
企西凸起	5100	1800	500	N	变质岩 花岗岩		
流沙港凸起	1000	1200	500	N	花岗岩		
临高凸起	1100			N	白垩系		
合　计	31500						

关于北部湾盆地所在的地壳性质，根据中国科学院南海海洋研究所所作的莫霍面等深图来看，莫霍面深度在 30～33.5 公里之间（见图 3-4-11），属陆壳性质。

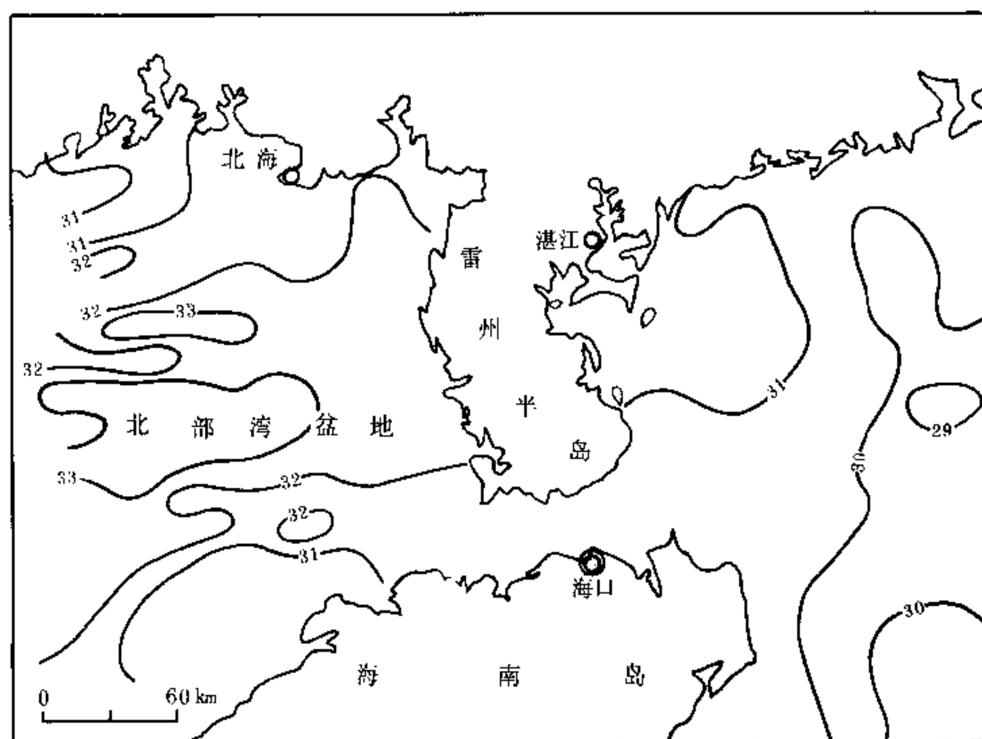


图 3-4-11　北部湾盆地莫霍面等深图（据中国科学院南海海洋研究所，1981）

本图等深线数值单位为公里

第五节　局部构造和圈闭

一、局部构造和圈闭类型

北部湾盆地的主要局部构造有 54 个（见图 3-4-12），归纳有下列几种类型：

1. 背斜型

这类构造往往形成于上第三系中，是在构造运动中受轻微挤压而成。一般两翼倾角都较小，倾角较大的为涠 14-2 构造，其北翼倾角（下层）为 14 度，而其他背斜构造两翼倾角多小于 10 度。

2. 断鼻型

由断层加鼻状构造而成，在北部湾盆地相当广泛地存在。因为北部湾在早第三纪时断裂很发育，下第三系构造的形成往往与断层相关，如涠 10-3 构造等。

3. 潜山型

即下部为前第三系地层，上部为第三系不整合复盖。这种类型在北部湾很多，如涠 6-1，涠 11-1 构造。

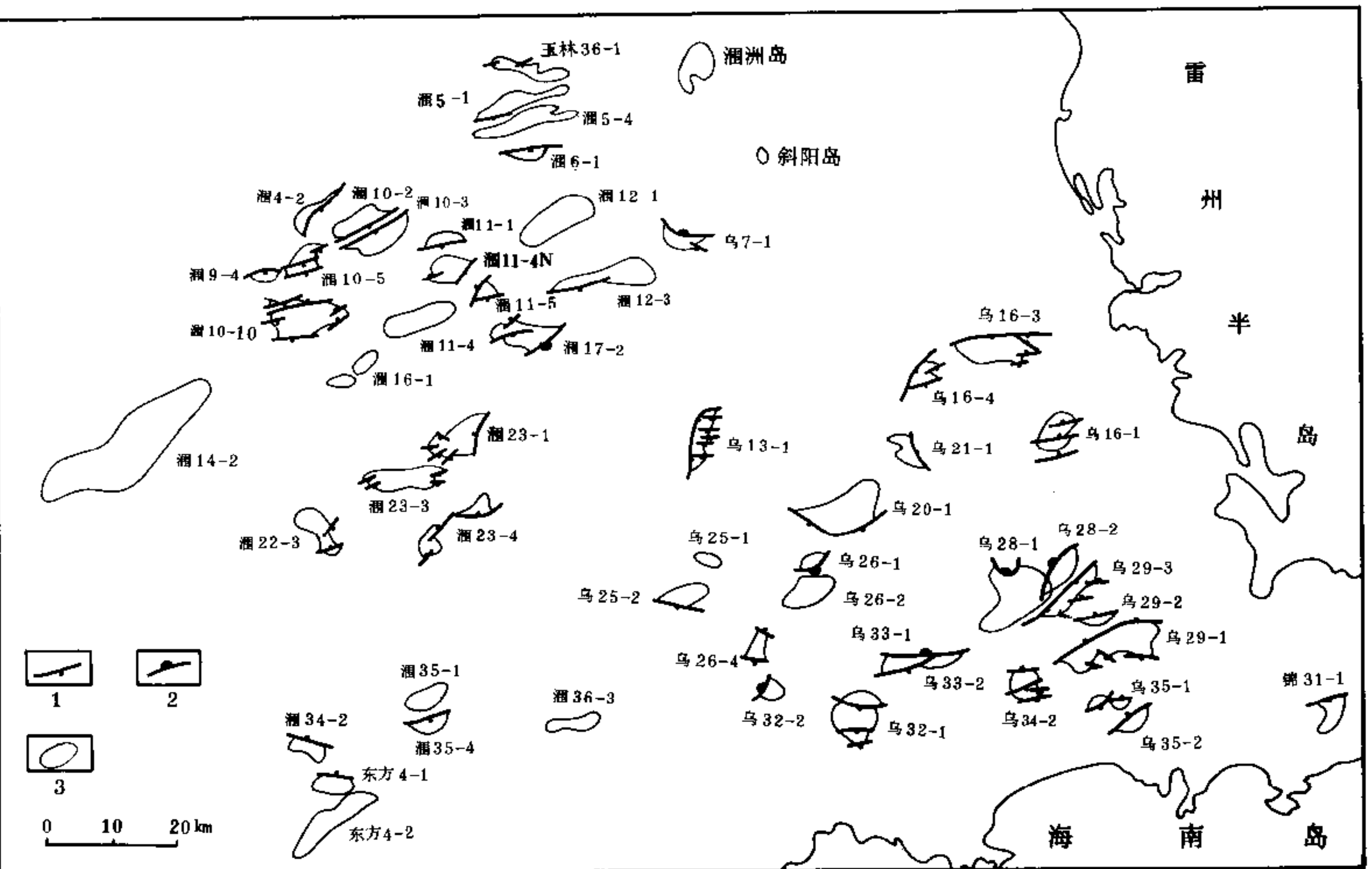


图 3-4-12　北部湾盆地局部构造分布图

1—断层；2—超覆线；3—局部构造

4. 超覆型

这类圈闭是由地层超覆而成。对这类圈闭做的工作不多，已知的只有涠 12−3 构造等少数几个构造。

二、形成特点

①圈闭多数为复合型圈闭。

在一个局部构造上，往往有 2 个圈闭类型，即下部为潜山型，上部为断鼻型或背斜型，如涠 22−3 构造，下面为潜山，上部为背斜。

②局部构造多数与基底隆起有关。除少数上第三系背斜圈闭外，下第三系圈闭大多数有基底隆起存在。如涠 22−3、涠 23−3 等构造。

③多数构造圈闭与断层密切相关。

北部湾盆地大多数下第三系构造圈闭都有断层切割，如涠 10−3 构造、涠 11−1 构造。这些断层可以形成圈闭，但也可使油水关系复杂化。

④局部构造圈闭面积较小。北部湾盆地的局部构造大于 100 平方公里的只有一个，即涠 14−2 构造 T_1 层圈闭面积为 213.33 平方公里。

现把 10 平方公里以上的 54 个构造按面积大小统计如下：

10～20 平方公里的 19 个，占总数 35.19%

20～30 平方公里的 9 个，占总数 16.67%

30～50 平方公里的 18 个，占总数 14.81%

50～100 平方公里的 7 个，占总数 12.96%

＞100 平方公里的 1 个，占总数 1.85%

从上列数字可看出，北部湾盆地的构造以小构造为主，10～20 平方公里的构造占大多数。详细情况见表 3−4−3。

表 3−4−3 北部湾盆地局部构造数据表

构造单元	序号	局部构造名称	构造类型	闭合要素				落实程度	水深(m)	备注
				标准层	闭合面积(km^2)	闭合幅度(m)	顶部埋深(m)			
涠西南凹陷	1	涠 4−2	潜山	T_9	22.6	675	1310	较可靠	35	
	2	涠 5−1	潜山	T_9	24.75	110	320	可靠	30	
	3	涠 5−4	潜山	T_9	34.85	145	285	可靠	30	
	4	涠 6−1	断超	T_2	11.95	215	855	较可靠	32	含油构造
			断超	T_4	29.10	590	1220	较可靠	32	含油构造
			断超	T_5	23.5	625	1275	较可靠	32	含油构造
			潜山	T_9	46.25	2730	1300	可靠	32	含油构造
	5	涠 9−4	半背斜	T_6	9.5	452	1623	可靠	30	已钻井
	6	涠 10−2	潜山	T_9	15.5	270	1450	可靠	30	

续表

构造单元	序号	局部构造名称	构造类型	闭合要素				落实程度	水深(m)	备注
				标准层	闭合面积(km^2)	闭合幅度(m)	顶部埋深(m)			
涠西南凹陷	7	涠10-3	断鼻	T_5	24.25	450	1195	可靠	38	油田
			断鼻	T_6	26.5	470	1970	可靠	38	油田
			断鼻	T_7	27.5	580	2060	可靠	38	油田
			潜山	T_9	17.5	685	2795	可靠	38	油田
	8	涠10-5	断块	T_4	10.85	300	1600	较可靠	44	
	9	涠10-10	断鼻	T_6	46.99	510	1930	可靠	50	已钻井
			断鼻	T_7	37.25	655	2185	可靠	50	已钻井
			潜山	T_9	40.0	1155	2600	可靠	50	已钻井
	10	涠11-1	背斜	T_1	15.93	25	1005	可靠	39	油田
			背斜	T_2	38.0	60	1170	可靠	39	油田
			潜山	T_9	19.75	994	2695	较可靠	39	油田
	11	涠11-4	背斜	T_1	28.80	93	975	可靠	44	油田
			超覆	T_2	15.50	85	1145	可靠	44	油田
			潜山	T_9	61.6	270	1030	可靠	44	油田
	12	涠11-4北	断鼻	T_3'	22.50	230	1404	较可靠	40	含油构造
			断块	T_5^S	27.65	560	1534	较可靠	40	
			断阶	T_6	24.61	390	1959	较可靠	40	
			潜山	T_9	37.90	450	2122	较可靠	40	
	13	涠11-5	超覆	T_7	13.0	860	2090	可靠	36	
	14	涠12-1	背斜	T_1	49.9	55	975	可靠	35~40	
			背斜	T_2	29.45	50	1250	可靠	35~40	
	15	涠12-3	背斜	T_1	46.38	53	1015	可靠	35~40	含油构造
			断超	T_2	10.95	60	1170	可靠	35~40	含油构造
			超覆	T_4	13.3	435	1465	较可靠	35~40	含油构造
			超覆	T_5	21.0	230	1340	较可靠	35~40	含油构造
			潜山	T_9	52.5	160	1140	可靠	35~40	含油构造
	16	玉林36-1	潜山	T_9	17.10	65	365	可靠	25	
	17	乌7-1	断超	T_5	15.30	130	1300	较可靠	26	

续表

构造单元	序号	局部构造名称	构造类型	闭合要素				落实程度	水深(m)	备注
				标准层	闭合面积(km^2)	闭合幅度(m)	顶部埋深(m)			
海中凹陷	18	涠 14-2	背斜	T_1	213.33	385	310	较可靠	40~45	
			背斜	T_2	166.50	345	530	较可靠	40~45	
			背斜	T_3	75.50	260	1770	较可靠	40~45	
			背斜	T_5	65.95	200	2240	较可靠	40~45	
			背斜	T_6	32.75	155	2795	较可靠	40~45	
	19	涠 16-1	背斜	T_1	5.4	20	885	可靠	47	已钻井
	20	涠 17-2	半背斜	T_6	23.10	183	1802	可疑	37	
	21	涠 22-3	背斜	T_2	20.25	45	1985	可靠	51	已钻井
			背斜	T_3	48.50	105	2245	可靠	51	已钻井
			背斜	T_5	22.50	124	2316	可靠	51	已钻井
			潜山	T_9	27.25	160	2370	可靠	51	已钻井
	22	涠 23-1	断鼻	T_3	25.65	105	2150	较可靠	46	
			断鼻	T_5	33.90	263	2267	较可靠	46	
			潜山	T_9	32.75	430	2410	较可靠	46	
	23	涠 23-3	断背斜	T_3	25.35	200	2240	可靠	45	已钻井
			断背斜	T_5	31.63	270	2370	可靠	45	已钻井
			潜山	T_9	20.8	270	2570	可靠	45	已钻井
	24	涠 23-4	断鼻	T_3	43.00	320	1755	较可靠	50	
			断鼻	T_5	41.63	312	1903	较可靠	50	
			潜山	T_9	37.90	800	2040	较可靠	50	
乌石凹陷	25	乌 16-1	断背、断鼻	T_5	33.96	515	2779	可靠	27	含油构造
	26	乌 16-3	断鼻	T_6	34.00	710	1330	可靠	17	已钻井
	27	乌 21-1	断鼻	T_5	18.25	620	4455	可靠	22	已钻井
	28	乌 20-1	超覆	T_7	62.00	770	4500	可靠	25	
	29	乌 13-1	断鼻	T_5	21.40	750	3700	可靠	23	
	30	乌 16-4	断鼻	T_6	11.00	640	1720	较可靠	15	
	31	乌 26-1	断鼻	T_5	41.50	425	1985	较可靠	15	已钻井

续表

构造单元	序号	局部构造名称	构造类型	闭合要素				落实程度	水深(m)	备注
				标准层	闭合面积(km^2)	闭合幅度(m)	顶部埋深(m)			
迈陈凹陷	32	乌 28-2	超覆	T_5	31.50	210	1360	可靠	25	
	33	乌 29-1	断鼻	T_5	66.00	1070	2350	可靠	15~20	
	34	乌 29-2	半背斜	T_5	11.70	310	2330	可靠	26	
	35	乌 29-3	半背斜	T_5	34.20	385	1690	可靠	25	
	36	乌 34-2	断背斜	T_5	19.10	290	3310	可靠	15~20	
	37	乌 35-1	断背斜	T_5	11.00	565	3355		37~44	
	38	乌 35-2	断鼻	T_5	16.70	845	1410		45	
	39	乌 33-1	断鼻	T_4	27.00	455	1985		13~15	
	40	乌 33-2	断背斜	T_4	25.00	180	2170		25	
	41	乌 32-1	断背斜	T_5	71.00	420	2640		17~26	
	42	乌 32-2	断鼻	T_4	9.5	70	2770	可靠	16	已钻井
海头北凹陷	43	乌 26-4	断背斜	T_5	26.90	395	2410		18	已钻井
	44	涠 36-3	潜山	T_9	68.00	160	1070		48	
	45	涠 35-1	背斜	T_4	14.40	55	1630	较可靠	43	
	46	涠 35-4	断鼻	T_4	12.00	140	1845	较可靠	53	
	47	涠 34-2	断鼻	T_4	10.5	55	1515	可靠	59	

第五章　油气生成及油气藏

北部湾盆地经过几年的勘探，已发现了三个油田和四个含油气构造。根据 21 口井的有机地球化学分析资料，说明下第三系生油条件是良好的，它大致代表了北部湾盆地的生油情况。

第一节　生　油　岩

一、生油岩的发育情况

从目前所掌握的有机地球化学特征来看，生油门限深度值在 2400 米。从地震资料来看，北部湾盆地上第三系底界最深才 2300 米，未达到生油门限，因此上第三系不可能生油。下第三系涠洲组因是一套杂色地层，有机质丰度低，一般有机碳含量在 0.3%左右，达不到生油岩标准。因此，北部湾盆地生油岩主要是下第三系流沙港组。而某些凹陷深部也可能有涠洲组或长流组生油岩的存在。下面将盆地内 18 口井的流沙港组各段暗色泥岩、页岩厚度统计如表 3–5–1。

表 3–5–1　流沙港组各段暗色泥岩、页岩厚度统计表

凹陷名称	井　号	流一段		流二段		流三段		流沙港组泥、页岩厚度(m)	占组厚度百分数(%)
		泥、页岩厚度(m)	占段厚度百分数(%)	泥页岩厚度(m)	占段厚度百分数(%)	泥页岩厚度(m)	占段厚度百分数(%)		
涠西南	湾 1	147	89.6	277.5	97.2	40	69.4	464.5	91.2
	湾 2	166	79.6	481.5	97.6	112.5	56.7	760	84.4
	湾 3	62	50.8	342	99	305.5	52	709.5	67.0
	湾 4	165	69.5	497.5	92.5	187.5	78.5	850	75.2
	涠 10–3–1	30	87	397	98	182	63	609	83.8
	涠 11–1–1	184.5	90	407.5	96	170.5	48	762.5	77.5
	涠 12–3–1	57	83	缺失		缺失			
海中	涠 22–2–1	137	66.7						
	涠 22–3–1	172	74.6						
	涠 23–3–1	182	75.7						
	涠 16–1–1	未钻到							
海头北	乌 26–4–1	缺失		缺失		缺失		缺失	
	乌 31–1–1	缺失		缺失		缺失		缺失	
迈陈	乌 32–2–1	102	52	82	62.6	119:5	16.7	303.5	29.1

续表

凹陷名称	井号	流一段 泥、页岩厚度(m)	流一段 占段厚度百分数(%)	流二段 泥页岩厚度(m)	流二段 占段厚度百分数(%)	流三段 泥页岩厚度(m)	流三段 占段厚度百分数(%)	流沙港组泥、页岩厚度(m)	占组厚度百分数(%)
乌石	湾 11	216.5	57	296.1	94	未钻到		512.6	74
	乌 16-1-1	13	26	221	93	310.3	61	525.3	54.1
	乌 16-1-2	55.5	45	289	99	577	70	921.5	74.3
	乌 16-1-3	87.5	49	292	88	509.5	68	889	70.6

由表中可见，各段泥岩在剖面中的比例都较高，特别是流二段，除乌 32-2-1 井外，均在 90%以上。流一段和流三段也多在 50%左右，累积厚度多数在 500 米以上，这说明泥、页岩是发育的，是生油的有利条件。

二、有机质丰度

流沙港组的有机碳含量在涠西南凹陷和乌石凹陷较好，多数达 1.5%以上；氯仿沥青“A”在 0.1～0.3%之间；总烃含量多在 700ppm 以上。而海中凹陷的三口井均钻在高部位上，该组大部分已缺失，所以有机质丰度较差。迈陈凹陷只钻了一口井，因岩性变粗，生油指标较低，有机碳含量只有 0.20%，海头北凹陷二口井均缺失流沙港组（见表 3-5-2）。

表 3-5-2　北部湾盆地各凹陷有机质丰度数据表

凹陷名称		涠西南			海中			海头北			迈陈			乌石		
井数(口)		8			3			2			1			4		
层位＼指标		C (%)	“A” (%)	总烃 (ppm)	C (%)	“A” (%)	总烃 (ppm)	C (%)	“A” (%)	总烃 (ppm)	C (%)	“A” (%)	总烃 (ppm)	C (%)	“A” (%)	总烃 (ppm)
上第三系	望楼港组	0.22	0.016	55	0.17			0.16						0.17	0.007	
	灯楼角组	0.25	0.02	177	0.28	0.024	144	0.18			0.08			0.18	0.007	
	角尾组	0.22	0.016	114	0.24	0.024	369	0.14			0.14			0.14	0.008	
	下洋组	0.18	0.015	113	0.25	0.021	387	0.12			0.17			0.38	0.008	
下第三系	涠洲组	0.50	0.039	186	1.03	0.09	476	0.09			0.15	0.009	37	0.24		247
	流一段	1.36	0.312	738	0.81	0.071	153				0.19	0.013	45	2.30	0.205	754
	流二段	1.86	0.139	775							0.16			1.85	0.282	1378
	流三段	1.79	0.217	1483							0.23			1.62	0.197	1231

三、有机质类型的确定

关于确定有机质类型的方法很多，下面选择主要的几种记述如下。

1. 干酪根镜下鉴定资料

据 9 口井干酪根镜下统计资料表明，流沙港组地层中的干酪根以无定形为主，其次为角质体及镜质体，而惰质体较少。综合判断干酪根类型以混合型、偏腐泥型（Ⅱ偏Ⅰ）为主，有少量腐泥型（Ⅰ）及腐殖型（Ⅲ），详见表 3-5-3 和表 3-5-4。

表 3-5-3　涠西南凹陷各井干酪根镜下资料数据表

井号	井深 (m)	层位	无定形 (%)	角质体 (%)	镜质体 (%)	惰质体 (%)	干酪根类型
湾 2	2641.23～2645.23	流二段		23	59	18	Ⅲ
湾 3	2144～2160	流二段	20	60	20		Ⅱ偏Ⅰ
	2240～2253		20	70			Ⅱ偏Ⅰ
	2039～2325		17	46	19	18	Ⅱ偏Ⅰ
	2883～2888	流三段	38	38	23	1	Ⅱ偏Ⅰ
	2888～2994		14	52	32	1	Ⅱ偏Ⅰ
湾 4	1968～1978	流一段	24	56	17	2	Ⅱ偏Ⅰ
湾 9	1020～1035	角尾组	25	39	33	4	Ⅱ偏Ⅰ
	2100～2180	流一段	20	46		8	Ⅱ偏Ⅰ
	2280～2323	流二段	20	60	20		Ⅱ偏Ⅰ
	2400～2440		10	50	30	10	Ⅱ偏Ⅰ
	2500～2560		30	60	10		Ⅱ偏Ⅰ
	2700～2720		15	61	32	2	Ⅱ偏Ⅰ
涠 10-3-1①	1501	流二段	96		4		Ⅰ
	1600		96.2		3.5	0.3	Ⅰ
	1699		97		3		Ⅰ
	1801		96		4		Ⅰ
	1894	流三段	94.5	3.5	2		Ⅰ
	1950		97		3		Ⅰ
	2014		96	2.5	2		Ⅰ
涠 10-3-2②	1510～2107	流一至流三段	91.5～98	1.3～4	0.6～4.5		Ⅰ
涠 11-1-1	2180	流二段	67	5		18	Ⅰ
	2230		89			11	Ⅰ
	2260		60	10	10	20	Ⅱ偏Ⅰ
	2430		60	10	4	26	Ⅱ偏Ⅰ
	2520		70	20		10	Ⅱ偏Ⅰ
	2640		50	11	10	29	Ⅱ偏Ⅰ
	2705	流三段	70	4	5.5	20.5	Ⅱ偏Ⅰ
	2785		65	4.2	14.8	16	Ⅱ偏Ⅰ
	2840		70	4	12	14	Ⅱ偏Ⅰ
涠 11-4-1①	1255	流一段	66	2	31.7	0.3	Ⅱ偏Ⅰ
	1395	长流组	17	2	44	37	Ⅱ偏Ⅰ
涠 12-3-2①	1474	涠洲组三段	34	4	46.2	15.8	Ⅱ
	1504		52	10	28	10	Ⅱ偏Ⅰ
	1564		74.2	1.9	17.9	6	Ⅱ偏Ⅰ
	1650		50	3.8	26.2	20	Ⅱ偏Ⅰ
	1684	流二段	70.7	1.9	23	4.4	Ⅱ偏Ⅰ

①所用资料为附图读数，可能与精确数据有出入。

②8 个样品变化值。

表 3–5–4　乌石凹陷各井干酪根镜下资料数据表

井号	井　深 (m)	层　位	无定形 (%)	角质体 (%)	镜质体 (%)	惰质体 (%)	干酪根 类　型
湾 11	430～435	灯楼角组	3	70	13	14	Ⅱ偏Ⅰ
	2913.84～2925.85	流二段	15	34	47	3	Ⅱ偏Ⅲ
乌 16–1–1	1820	涠洲组	1	6.8	75.5	16.3	Ⅲ
	2230～2265	流二段	55.9	3	41.1		Ⅱ偏Ⅰ
	2400～2455	流三段	37.4	43	19.3	0.3	
	2474～2476		47.2	19	32.5	1.3	
	2552～2554		58.3	11.6	30.2		
	2572～2600		55.3	13.2	31.6		
	2696～2698		10.6	17.8	71.5		Ⅱ偏Ⅲ
	2800～2850		1.7	3.5	78	16.8	Ⅲ
乌 16–1–2	2380	流二段	75		25		Ⅱ偏Ⅰ
	2660.5	流三段	60				Ⅱ
	2860		无定形			惰质体	
	3290				镜质体		
	3520		65		35		Ⅱ偏Ⅲ
	3892		60				Ⅱ
乌 16–1–3	2170	流一段	67	10	20	3	Ⅰ
	2351	流二段	无定形		镜质体		Ⅱ
	2613	流三段	62	3	25	5	
	2792		无定形		镜质体	惰质体	
	3085						
	3200		70		15		
	3448	长流组			镜质体	惰质体	Ⅲ

2. 元素分析

干酪根元素 H／C、O／C 原子比：H／C 一般在 1.1～1.3 之间，O／C 在 0.1～0.16 之间，从所作的关系图上看，为Ⅱ型或Ⅱ+Ⅲ型（见图 3–5–1）。

氯仿沥青“A”族组分及元素分析，干酪根元素分析及异戊间二烯烃的分析，见表 3–5–5 和表 3–5–6。

根据几种资料综合分析结果判断，北部湾盆地的有机质类型多为混合型（Ⅱ），少量腐泥型（Ⅰ）和偏腐殖型（Ⅱ—Ⅲ）。

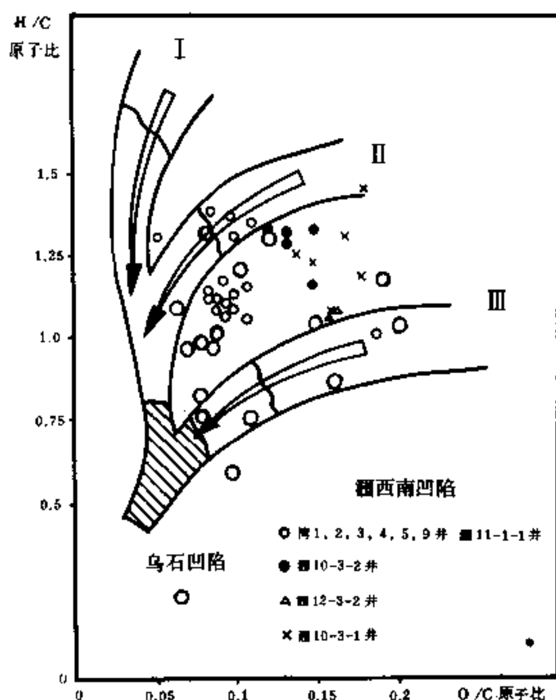


图 3-5-1 北部湾盆地涠西南凹陷乌石凹陷流沙港组干酪根元素组成所反映的干酪根类型图

3. 生油岩热解分类 X 图解

因北部湾盆地主要生油岩是流沙港组，故分别对涠西南、海中和乌石等三个凹陷的流沙港组生油岩系作了热解分类图解（见图 3-5-2）。

涠西南凹陷的样品分析数据点了多数落在Ⅱ型区（图 3-5-2），个别落在Ⅰ$_2$和Ⅲ$_1$型区，故涠西南凹陷流沙港组生油岩有机质类型以混合型（Ⅱ型）为主。

海中凹陷的样品分析数据点多数落在Ⅲ$_1$型区内，少量在Ⅱ型区，个别分布在Ⅰ$_2$型区，故海中凹陷流沙港组生油岩有机质类型以腐泥腐殖型（Ⅲ$_1$型）为主。其类型比涠西南凹陷差一些，其主要原因是海中凹陷目前所钻的三口井都位于海中凹陷南部的较高部位（凹陷深部位尚未钻井），故其有机质类型变得差一些。

乌石凹陷的样品分析数据点子多数落在Ⅱ型区内，个别落在Ⅰ$_2$型区，所以乌石凹陷生油岩有机质类型主要为混合型（Ⅱ型），个别为腐殖腐泥型（Ⅰ$_2$型）。

四、有机质成熟度

1. 镜质体反射率 R_o 和孢粉颜色指数 TAI

一般认为 R_o 值大于 0.5%者有机质已经成熟，可以转化为石油；小于 0.5%者则有机质未成熟，不能生油。从北部湾盆地多数井来看，在井深 2400 米以下，R_o 一般大于 0.5%，可以认为已达成熟阶段。

孢粉颜色指数规律性不明显，各井不一致。井深 2400 米以下，一般在 2.5～3.1 之间，最高达 3.8；井深 2400 米以上，在 2.2～2.8 之间。详见表 3-5-7、表 3-5-8 和表 3-5-9。

2. 有机地球化学及热解分析

根据烃／C、烃／A、OEP、R_o 和干酪根最高热解温度等分析资料看，涠西南凹陷各资料曲线拐点基本上于井深 2400 米左右（见图 3-5-3 和 3-5-4 及表 3-5-10）。

乌石凹陷各资料曲线拐点则在 2700 米左右（图 3-5-5 和 3-5-6 及表 3-5-11）。海中凹陷选涠 23-3-1 井为代表（见图 3-5-7），其曲线拐点不清楚，可能在 2700 米以下。

总之，各凹陷的成熟生油门限深度是不太一致的，以涠西南凹陷最浅，约 2400 米；其次是乌石凹陷，约 2700 米；而海中凹陷可能深于 2700 米。

五、油气初次运移的深度和时间

一般认为粘土矿物在一定温度、压力下蒙脱石脱水转变为伊利石，脱出的水可供油气运移作为载体。蒙脱石转变为伊利石还增加了泥岩的孔隙，成为油气运移的通道。北部湾盆地蒙脱石向伊利石转化情况见表 3-5-12。

表 3-5-5　涠西南凹陷各井流沙港组有机质类型划分依据表

项目			腐泥型（Ⅰ）	混合型（Ⅱ）	腐殖型（Ⅲ）	流一段				流二段							流三段				
						湾 2	湾 4	涠 11-1-1	涠 11-4-1	湾 1	湾 2	湾 3	涠 11-1-1	涠 10-3-1	涠 10-3-2	涠 12-3-2	湾 2	湾 4	涠 11-1-1	涠 10-3-1	涠 10-3-2
氯仿沥青	族组分	饱和烃(%)	40～60	20～40	6～20	35.6	26.1	32.25		37.26	29.6	40.2	40.2	39.20	36.06	40.13	50.4	44.1	38.21	43.72	37.81
		芳香烃%	15～25	5～20	10～30	16.7	11.3	1.81		20.1	12.6	16.7	20.2	22.08	17.57	18.25	14.6	17.3	21.36	22.17	25.05
		饱和烃／芳香烃	＞3	1～3	＜1	2.1	23	1.78		1.87	2.3	20.4	2.05	1.8	2.04	2.25	3.5	2.5	1.79	1.99	1.89
		非烃+沥青质(%)	20～40	40～70	＞70	49.8	6.26	44.9		42.7	6.78	43.1	37.2	40.3	41.07	41.68	35.6	38.6	40.25	33.89	30.5
		非烃+沥青／总烃	0.3～1	1～3	＜3	1.0	1.7				1.3	0.8		0.65		0.71	0.5	0.6	0.67	0.51	
	元素	有机 C(%)	82～86	72～82	65～72			77.5	72.44			87.4	77.9	72.29	72.72	64.3		86.2	76.28	72.88	71.63
		H(%)	11～13	7～11	6～7			7.96	6.72			12.1	7.52	7.14	7.72	5.8		11.3	6.63	7.41	7.72
		O+S+N(%)	1～6	6～19	19～29				16.52			2.3		20.51	15.46	29.9		2.4	17.09	19.71	15.44
		C／H	6～75	7.5～9	9～12			9.74	10.78			7.2	10.34	10.12	9.42	11.08		7.6	11.51	9.84	9.28
干酪根		H／C	1.2～1.6	1.2～1.4	0.8～1		1.3	1.23	1.11			1.15	1.15	1.18	1.27	1.08		1.28	1.03	1.1	1.28
		O／C	0.02～0.06	0.06～0.14	0.1～0.2		0.1	0.096	0.15			0.1	0.11	0.16	0.14	0.16		0.05	0.14	0.15	0.14
异戊间二烯烃		Pr/nC_{17}	0.2～0.5	0.5～0.9	＞0.9			1.8		2.65		1.2	1.34	1.23	1.45	0.62	1.36	0.77	1.6	0.71	1.23
		Ph/nC_{18}	0.15～0.6	0.6～1	＞1			1.07		1.34		0.64	0.51	1.15	1.43	0.67	0.46	0.42	0.53	0.76	0.97
		Pr／Ph	0.7～1.7	0.8～1.7	＞1.7			1.7		1.45		2.1	2.51	1.05	1.35	0.75	2.46	1.9	2.84	0.17	1.9
		对比结果				Ⅱ	Ⅱ	Ⅱ	Ⅱ～Ⅲ	Ⅱ	Ⅱ	Ⅰ为主	Ⅰ～Ⅲ	Ⅱ～Ⅲ	Ⅰ	Ⅱ～Ⅲ	Ⅰ	Ⅰ为主	Ⅰ～Ⅱ	Ⅱ～Ⅲ	Ⅱ

表 3-5-6　乌石凹陷各井流沙港组有机质类型划分依据表

项目			流一段		流二段				流三段			有机质类型划分依据		
			湾 11 井	乌 16−1−3 井	湾 11 井	乌 16−1−1 井	乌 16−1−2	乌 16−1−3 井	乌 16−1−1 井	乌 16−1−2 井	乌 16−1−3 井	腐泥型	混合型	腐殖型
氯仿沥青"A"	族组分	饱和烃(%)	30	46.04	37.8	45.2	22.86	29.83	36.3	26.05	34.66	40～60	20～40	6～20
		芳香烃(%)	2.4	23.74	18.2	20.6	10.39	19.35	21.2	20.0	22.17	15～25	5～20	10～30
		饱和烃／芳香烃	1.5	1.94	2.1	2.2	2.2	1.54	2.01	1.3	1.56	＞3	1～3	＜1
		非烃+沥青质(%)	49.6	30.22	44	34.2	66.74	50.81	42.48	53.95	43.17	20～40	40～70	＞70
		非烃+沥青／总烃	1	0.43	0.8	0.52	2.0	1.03	0.74	1.17	0.76	0.3～1	1～3	＞3
	元素	C(%)		84.85		73.17	80.14	82.86		81.97	81.56	82～86	72～82	65～72
		H(%)		4.83		7.2	8.39	7.6		6.03	6.19	11～13	7～11	6～7
		O+S+N (%)		10.33			11.46	9.54		12	12.25	1～6	6～19	19～29
干酪根		H／C		0.68	1.3	1.19	1.25	1.09		0.88	0.90	1.2～1.6	1.2～1.4	0.8～1
		O／C		0.07	0.08	0.19	0.087	0.071		0.089	0.099	0.02～0.06	0.06～0.14	0.1～0.2
异戊间二烯烃		Pr/nC_{17}		0.82	1.3	0.58	1.87	0.78	0.69	1.20	0.95	0.2～0.5	0.5～0.9	＞0.9
		Ph/nC_{18}	0.75	0.16	0.48	0.24	0.93	0.37	0.28	0.33	0.23	0.15～0.5	0.5～1	＞1
		Pr／Ph	1.8	4.59	2.5	2.20	2.21	2.01	2.39	2.88	3.47	0.7～1.7	0.8～1.7	＞1.7
对比结果			II	II－III	II	II	II	II	II	II－III	II－III	I	II	III

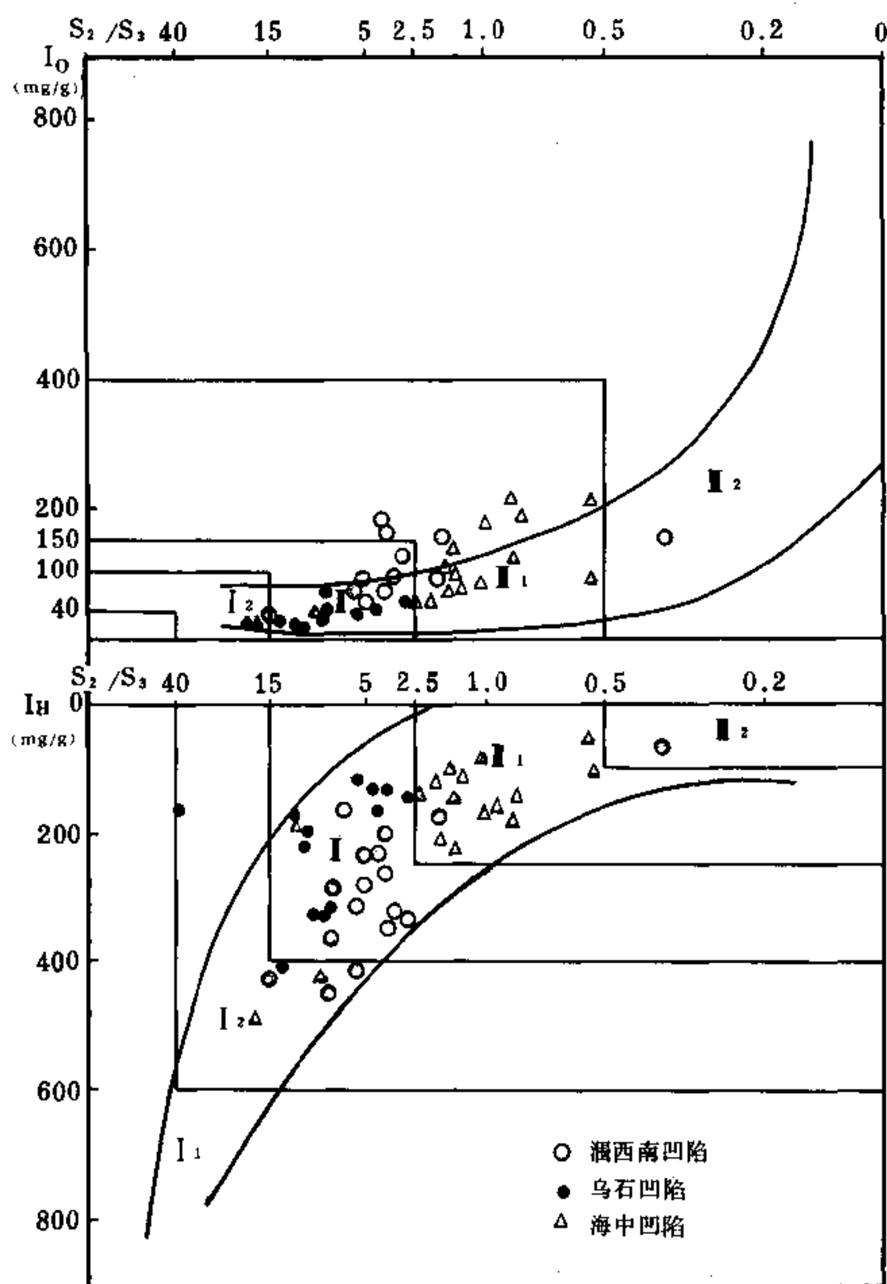


图 3-5-2 北部湾盆地各凹陷下第三系流沙港组生油岩
热解分析图解所反映的有机质类型图

因此，可以认为 2400 米深度是蒙脱石大量脱水的开始，也是油气运移的开始。

根据各凹陷埋深情况的不同，流沙港组油气初次运移时间也有先后，涠西南凹陷最深可达 9000 米，流沙港组底界在 5000 米，涠洲组底在 3000 米，流沙港组厚 2000 米，因此在涠洲组沉积中期，流二段便可开始生油和运移。海中凹陷和乌石凹陷亦可能在涠洲组沉积中期开始生油及初次运移。至于盆地较浅的海头北凹陷，在上第三系沉积时才能开始生油。

表 3-5-7　涠西南凹陷各井镜煤反射率数据表

井　号	井　深 (m)	R_o (%)	井　号	井　深 (m)	R_o (%)
湾 1	2430	0.55	涠 11-1-1	2180	0.41
湾 2	2461.23	0.62		2235	0.48
	2761	0.79		2206	0.50
湾 3	2144～2160	0.35		2430	0.50
	2240～2250	0.35		2520	0.50
	2309～2325	0.43		2640	0.57
	2833～2888	0.66		2710	0.61
湾 4	1730	0.51		2840	0.62
	1841～1841.5	0.46		2890	0.67
	2056	0.42	涠 11-4-1	1225	0.502
	2100～2101	0.50		1395	0.521
	2169～2171	0.44	涠 10-3-1	1501	0.409
	2240～2240.5	0.47		1600	0.437
	2467.57	0.67		1699	0.475
	2535～2537	0.84		1801	0.464
	2680	0.65		1894	0.471
	2707	0.75		2014	0.50
	2720	0.66	涠 10-3-2	1510	0.381
	2742.5～2743	0.67		1660	0.468
	2750～2751	0.56		1708	0.481
	2752	0.60		1810	0.514
	2760	0.54		1891	0.51
	2761	0.79		1951	0.503
	2763	0.64		2062	0.528
	2766～2768	0.62		2107	0.519
	2792～2793	0.70	涠 12-3-2	1430	0.636
	2795.5～2790	0.63		1474	0.432
湾 9	2288～2390	0.48		1504	0.431
	2400～2440	0.54		1564	0.442
	2500～2560	0.64		1654	0.477
	2640～2680	0.66		1684	0.495
	2700～2720	0.70			
	3345～3351	0.89			
	3345.68～3351.25	0.89			

表 3-5-8　涠西南凹陷各井孢粉颜色指数级别表

井号	井深 (m)	级别	井号	井深 (m)	级别
湾 1	2430.02～2436.08	2.6	涠 12-3-2	1430	2.68
湾 2	2761	2.7		1474	2.60
湾 3	2144～2160	2.8		1504	2.63
	2240～2253	2.8		1564	2.57
	2309～2325	3		1654	2.77
	2883～2894	3.3		1684	2.76
湾 4	1968～1978	2.3	涠 10-3-1	1501	2.50
	2467.57	3.1		1600	2.22
湾 9	2100～2180	2.4		1699	2.53
	2280～2329	2.4		1801	2.56
	2400～2440	2.8		1894	2.59
	2500～2720	3		2014	2.70
	3345.68～3351.75	3.1	涠 10-3-2	1660	2.74
涠 11-1-1	2180	2.6		1708	2.78
	2230	2.7		1810	2.76
	2260	3		1891.9	2.86
	2430	2.9		1921	2.84
	2520	2.7		1951	2.85
	2640	2.9		1996	2.85
	2705	3		2107	2.81
	2785	2.9		2062	2.80
	2890	3			
涠 11-4-1	1255	2.53			
	1395	2.56			

表 3-5-9　乌石凹陷各井镜质体反射率 R_o 及孢粉颜色指数 TAI 数据表

井号	井深 (m)	R_o (%)	TAI	井号	井深 (m)	R_o (%)	TAI
湾 11	2508～2598	0.46	2	乌 16-1-1	1550～1595	0.21	
	2700～2800	0.54	2.1		1820	0.27	2.2
	2900～3000	0.62	2.4		2230～2265	0.38	2.6
	2935	0.68	2.6		2400～2455	0.44	2.7
	2933.84～2935.81	0.66			2474～2476	0.52	3.2
	3001～3002	0.42	2.7		2552～2554	0.74	3.1
	3100～3170	0.79	2.8		2632～2676	1.2	
					2872	1.11	
					2910	0.97	
乌 16-1-2	2380	0.501	2.63	乌 16-1-3	2051	0.8	
	2660.5	0.691	3.05		2171	0.945	3.30
	2860	1.067	3.05		2351	0.843	3.27
	3290	1.010	3.34		2613	0.692	3.10
	3520		3.8		3085	0.835	3.0
	3892	1.050			3200	0.846	3.095

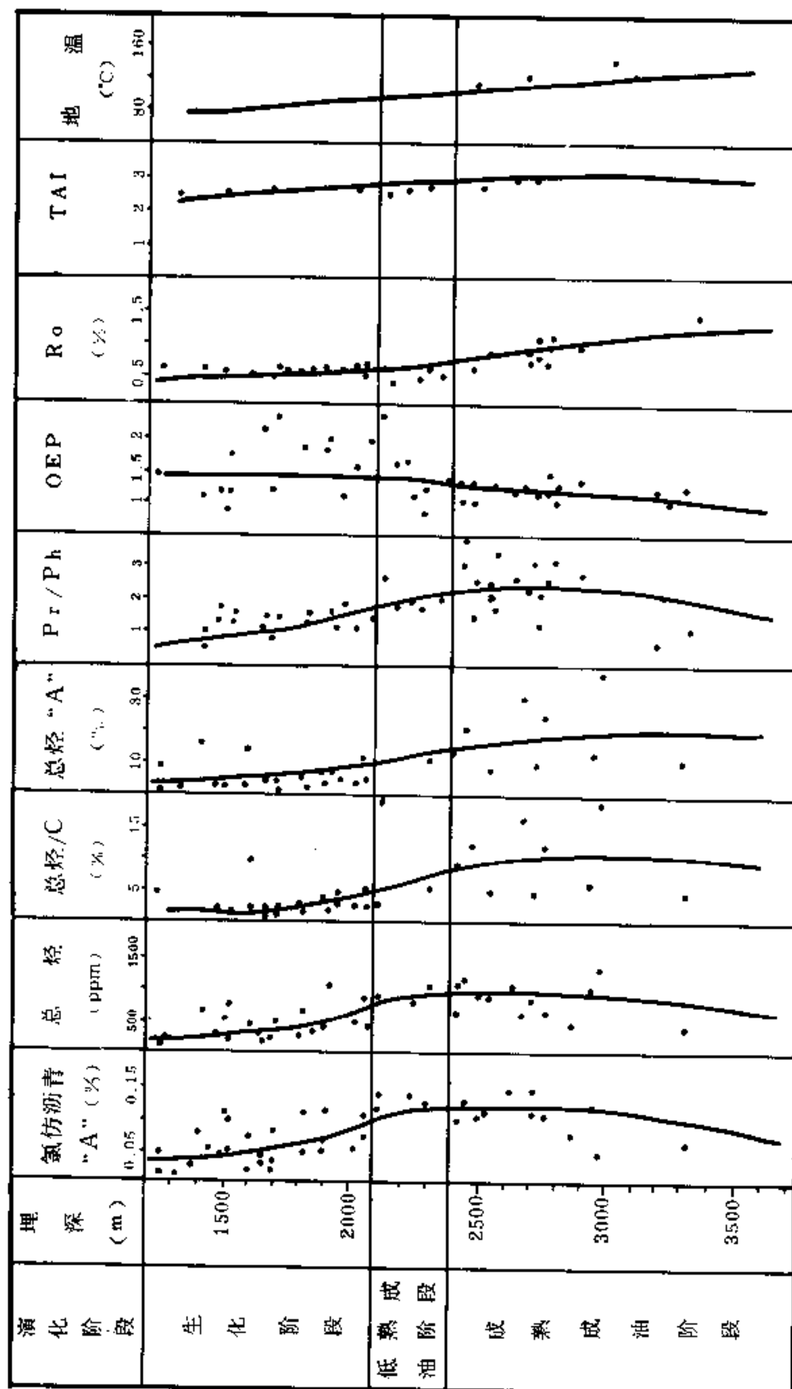


图 3-5-3　酒西南凹陷下第三系生油岩热演化曲线综合图

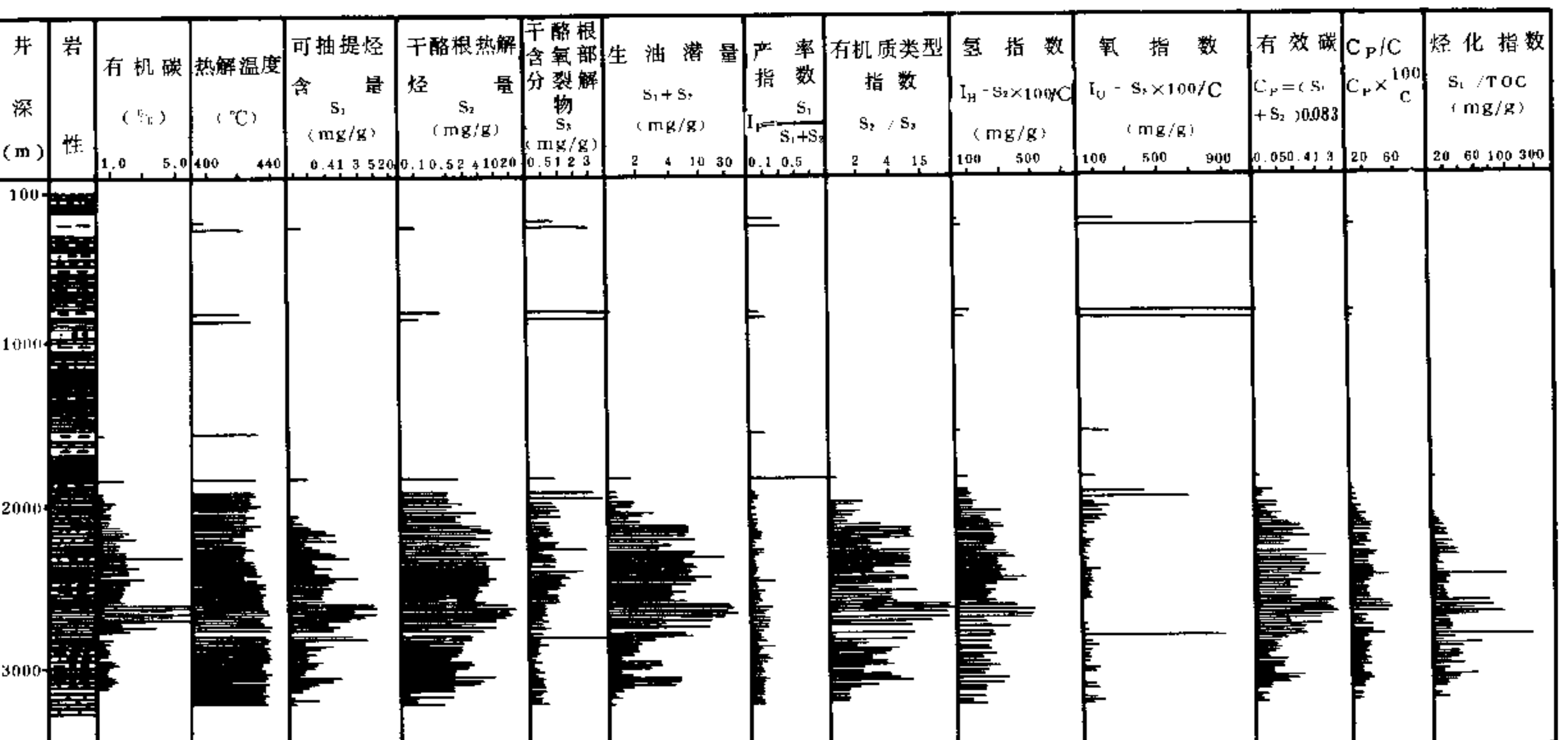


图3-5-4 北部湾盆地涠西南凹陷湾4井热解色谱成果综合图

表 3-5-10 涠西南凹陷各井有机质丰度及转化率数据表

地层	层位	湾1井 有机质丰度 C(%)	湾1井 有机质丰度 "A"(%)	湾1井 有机质丰度 总烃(ppm)	湾1井 转化率(%) "A"/C	湾1井 转化率(%) 烃/C	湾1井 转化率(%) 烃/"A"	湾2井 有机质丰度 C(%)	湾2井 有机质丰度 "A"(%)	湾2井 有机质丰度 总烃(ppm)	湾2井 转化率(%) "A"/C	湾2井 转化率(%) 烃/C	湾2井 转化率(%) 烃/"A"	湾3井 有机质丰度 C(%)	湾3井 有机质丰度 "A"(%)	湾3井 转化率(%) "A"/C	湾4井 有机质丰度 C(%)	湾4井 有机质丰度 "A"(%)	湾4井 有机质丰度 总烃(ppm)	湾4井 转化率(%) "A"/C	湾4井 转化率(%) 烃/C	湾4井 转化率(%) 烃/"A"
上第三系	望楼港组							0.22	0.016		7.0						0.21	0.016	55	5.5	1.9	22.9
上第三系	灯楼角组							0.25	0.021	133	7.7	3.3	45.7	0.20			0.26	0.02	220	4.3	3.3	47.8
上第三系	角尾组	0.19	0.016		8.5			0.24	0.021		8.5			0.18	0.011	5.8	0.27	0.016	114	6.0	2.7	49.6
上第三系	下洋组	0.18	0.017		9.6			0.20	0.017	113	9.4	4.5	45.2	0.17	0.013	8.7	0.18	0.012		6.8		
下第三系	涠洲组	0.11						0.30	0.034		10.2			0.33			0.17	0.016	107	9.7	7.1	59.4
下第三系	流一段	0.44						1.01	0.107	454	10.5	4.8	51.0				1.24	0.094	498	6.8	4.4	42.9
下第三系	流二段	1.55	0.178	1426	10.7	79	58.7	1.44	0.149	627	10.3	4.5	46.8	2.05	0.219	9.3	1.83	0.195	1236	10.0	6.5	57.8
下第三系	流三段	1.22	0.136		11.1			2.34	0.577	3038	18..5	3.3	68.1	1.76			1.56	0.314	2558	17.8	13.3	59.1

地层	层位	涠11-1-1井 有机质丰度 C(%)	涠11-1-1井 有机质丰度 "A"(%)	涠11-1-1井 有机质丰度 总烃(ppm)	涠11-1-1井 转化率(%) "A"/C	涠11-1-1井 转化率(%) 烃/C	涠11-1-1井 转化率(%) 烃/"A"	涠10-3-1井 有机质丰度 C(%)	涠10-3-1井 有机质丰度 "A"(%)	涠10-3-1井 有机质丰度 总烃(ppm)	涠10-3-1井 转化率(%) "A"/C	涠10-3-1井 转化率(%) 烃/C	涠10-3-1井 转化率(%) 烃/"A"	涠10-3-2井 有机质丰度 C(%)	涠10-3-2井 有机质丰度 "A"(%)	涠10-3-2井 有机质丰度 总烃(ppm)	涠10-3-2井 转化率(%) "A"/C	涠10-3-2井 转化率(%) 烃/C	涠10-3-2井 转化率(%) 烃/"A"	涠12-3-2井 有机质丰度 C(%)	涠12-3-2井 有机质丰度 "A"(%)	涠12-3-2井 有机质丰度 总烃(ppm)	涠12-3-2井 转化率(%) "A"/C	涠12-3-2井 转化率(%) 烃/C	涠12-3-2井 转化率(%) 烃/"A"
上第三系	望楼港组																								
上第三系	灯楼角组																								
上第三系	角尾组																								
上第三系	下洋组																			3.4					
下第三系	涠洲组																			1.21	0.048	266	3.97	2.20	55.4
下第三系	流一段	4.69	0.267	1343	5.7	2.9	50.3							3.86											
下第三系	流二段	1.95	0.134	729	6.9	4.1	59.1	2.78	0.098	598	3.5	2.1	61.0	2.67	0.123	704	4.8	2.64	55.4	0.66	0.018	182	2.73	1.55	56.7
下第三系	流三段	1.68	0.085	481	5.1	2.9	56.6	1.85	0.083	723	4.5	3.9	87.1	2.11	0.105	615	5.0	2.91	58.0						

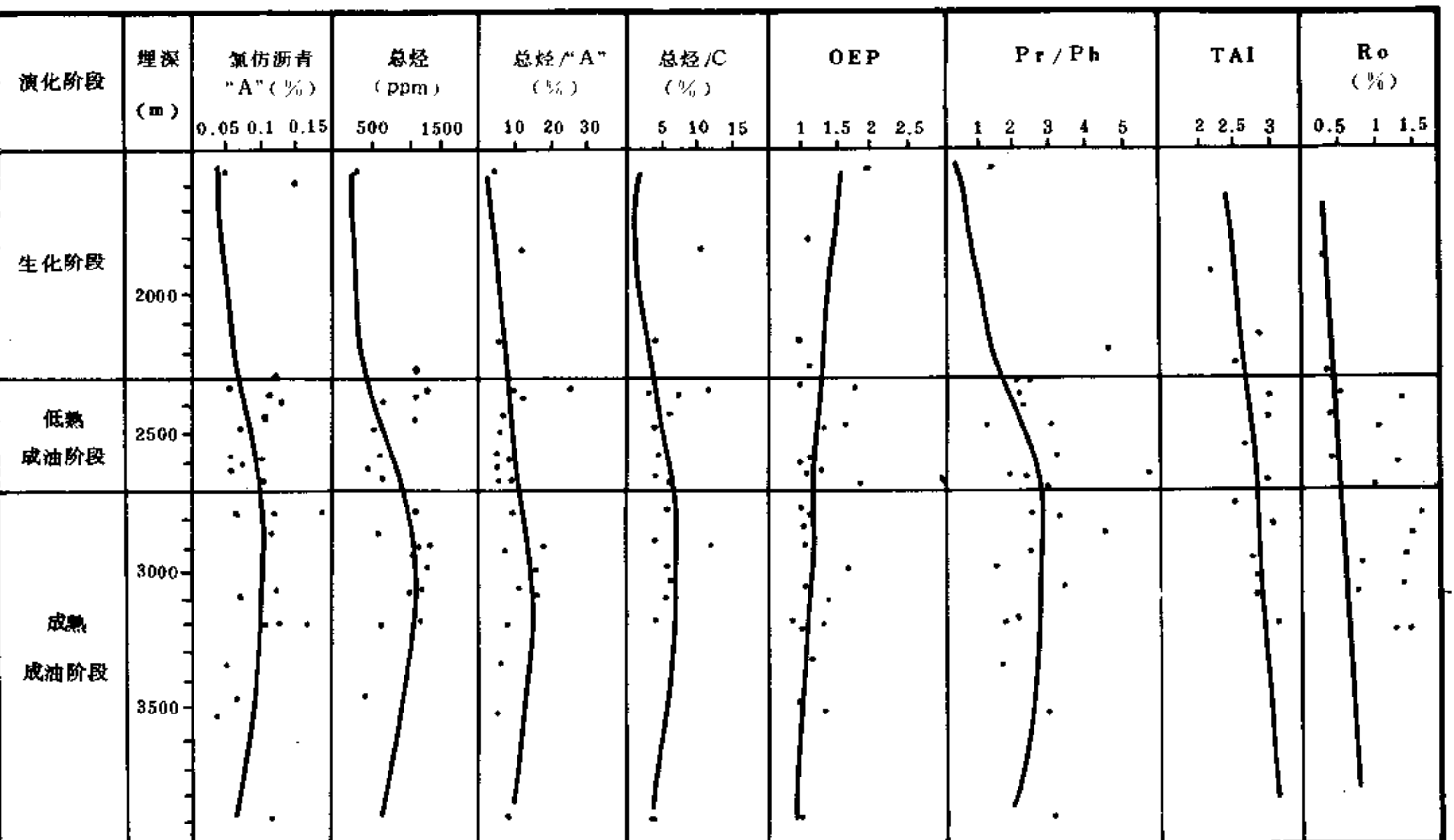


图 3-5-5 乌石凹陷下第三系生油岩热演化曲线综合图

本区 2100～2800 米有岩浆岩侵入，故 R_o 值偏高，其趋势线是以受影响较小的点群连接而成

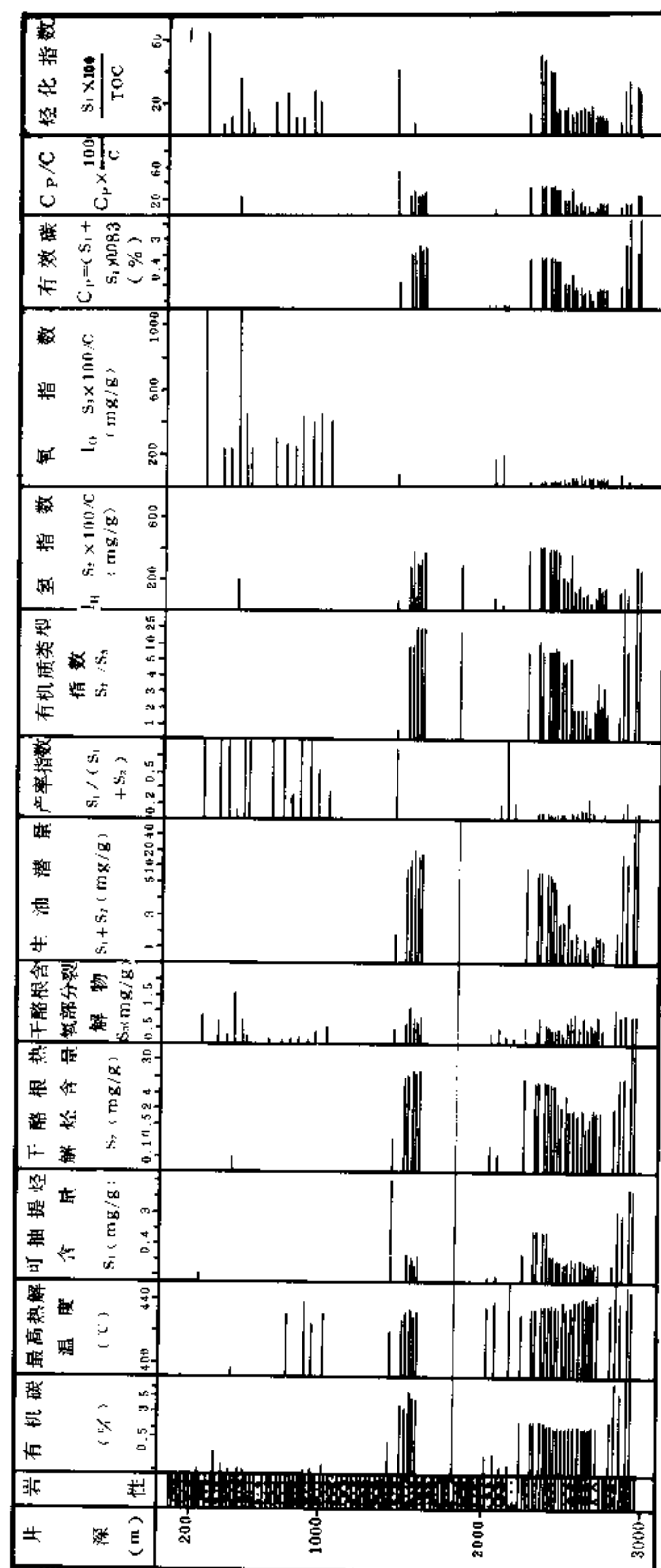


图 3-5-6　乌石凹陷乌 16-1-1 井热解色谱成果综合图

表 3-5-11　乌石凹陷各井有机质丰度及转化率数据表

地层	层位	湾 11 井						乌 16-1-1 井						乌 16-1-2 井						乌 16-1-3 井					
		有机质丰度			转化率(%)			有机质丰度			转化率(%)			有机质丰度			转化率(%)			有机质丰度			转化率(%)		
		C (%)	"A" (%)	总烃 (ppm)	"A"/C	烃/C	烃/"A"	C (%)	"A" (%)	总烃 (ppm)	"A"/C	烃/C	烃/"A"	C (%)	"A" (%)	总烃 (ppm)	"A"/C	烃/C	烃/"A"	C (%)	"A" (%)	总烃 (ppm)	"A"/C	烃/C	烃/"A"
上第三系	望楼港组	0.24	0.007		2.9			0.09																	
	灯楼角组	0.23	0.007		3.0			0.13																	
	角尾组	0.18	0.008		4.4			0.09																	
	下洋组	0.21	0.08		3.8			0.55																	
下第三系	涠洲组	0.24	0.011		4.6			1.59	0.048	274	3.02	1.72	57.08												
	流一段	1.56	0.23	281	14.7	1.8	12.22													3.03	0.184	1227	5.94	4.15	69.79
	流二段	1.73	0.29	1478	16.76	8.54	50.91	1.73	0.1557	1051	9.0	6.08	67.5	2.15	0.2179	702.7	10.13	3.27	32.25	1.80	0.464	2281	25.78	12.68	49.18
	流三段							1.91	0.314	2236	16.44	11.7	71.21	0.97	0.1168	553.6	5.58	2.86	47.17	1.98	0.160	903	7.92	4.44	56.84
	长流组																				0.065	309			47.13

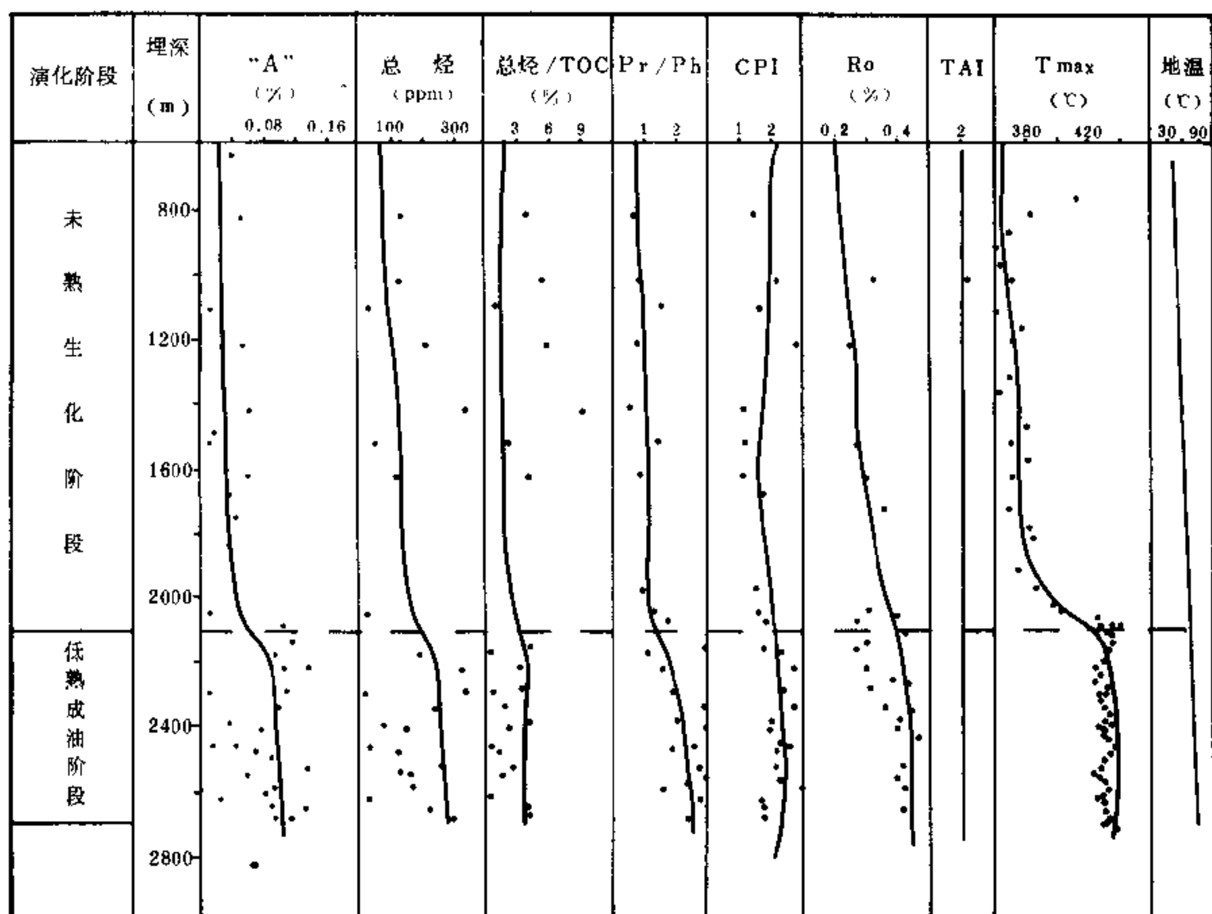


图 3-5-7 海中凹陷涠 23-3-1 井第三系生油岩热演化曲线图

表 3-5-12 北部湾盆地泥岩组成与深度关系表

深 度 (m)	泥 岩 组 成
<1200	主要为蒙脱石，少量蒙脱石—伊利石混合层
1200～1700	蒙脱石—伊利石混合层稍有增加
1700～1800	蒙脱石—伊利石混合层明显增加，蒙脱石相对减少
2400～2700	蒙脱石—伊利石混合层占优势，而蒙脱石很少

第二节 油 源 对 比

日前在上第三系、下第三系及古潜山石灰岩中均见到油流，经过色谱分析、碳同位素分析，认为各时代所产的油，都是属于流沙港组的。

从北部湾盆地原油与生油岩色谱分布曲线对比图（图 3-5-8）来看，湾 2 井流三段原油

与湾 4 井石炭系原油曲线的相关性很好。湾 2 井流三段原油曲线与湾 5 井角尾组原油曲线的相关性也较好。流沙港组原油曲线与流沙港组生油岩曲线的相关性较好，而湾 4 井上第三系角尾组泥岩曲线和湾 5 井角尾组原油曲线的相关性则较差，这说明不论上第三系原油或古潜山的原油都是由下第三系流沙港组生成的。另外从萜烷特征分子对比（图 3-5-9）上看，亦能得出油气是由流沙港组生成的同一结论。

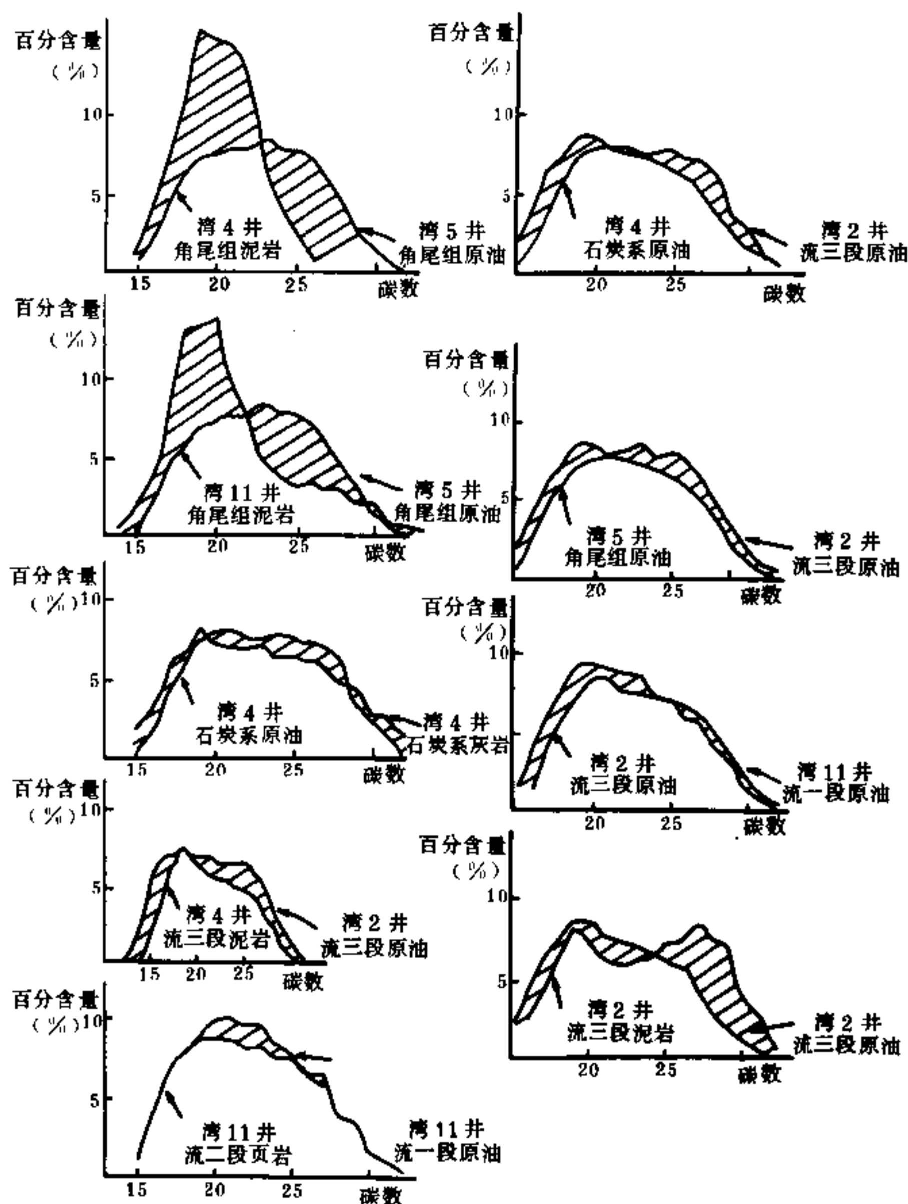


图 3-5-8　北部湾盆地原油与生油岩

色谱碳数分布曲线对比图

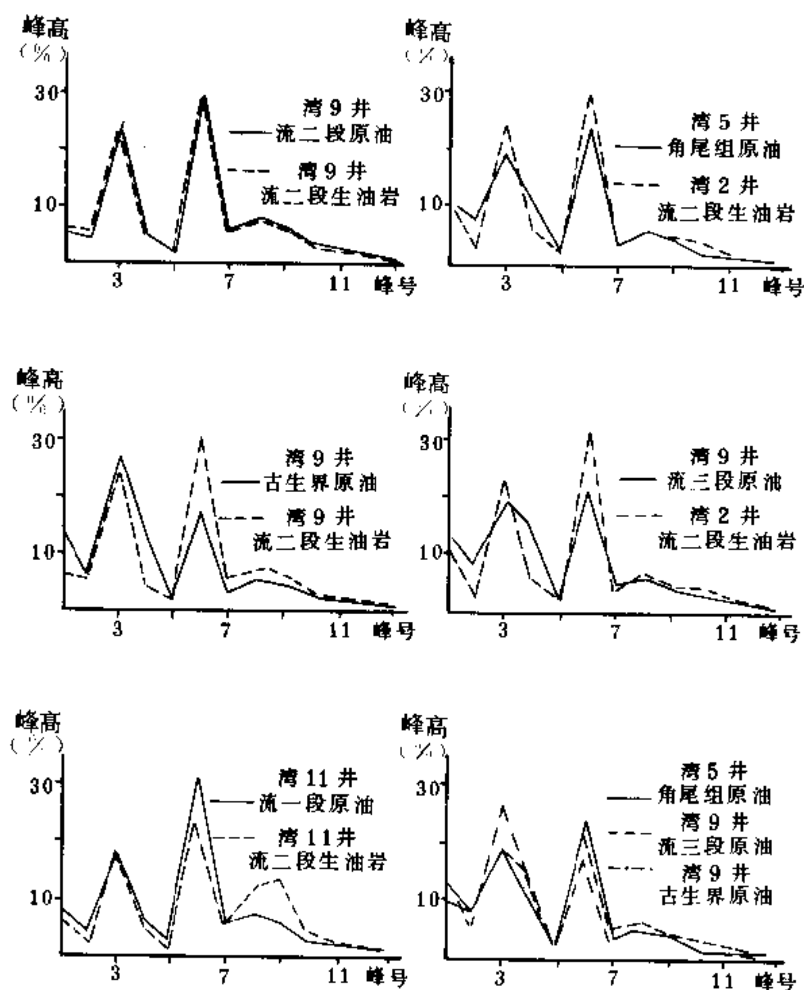


图 3-5-9　北部湾盆地原油／生油岩萜烷特征分子对比图

第三节　成熟生油岩的分布范围、体积及生油量的计算

一、成熟生油岩的分布范围和体积

成熟生油岩分布在各凹陷中，而在凸起上缺失。各凹陷面积大小不一，其生油岩面积各异。由于生油岩的面积及厚度不同，则其体积也不同。生油岩体积以海中凹陷较大，为1613立方公里；乌石凹陷次之，为828立方公里；海头北凹陷最小，仅129立方公里（见图3-5-10及表3-5-13）。

二、成熟生油岩的生油量计算

计算参数及计算结果可见表3-5-13。计算方法是采用沥青法和残烃法。

沥青法计算公式：

$$Q = D \cdot \text{“A”} \cdot V$$

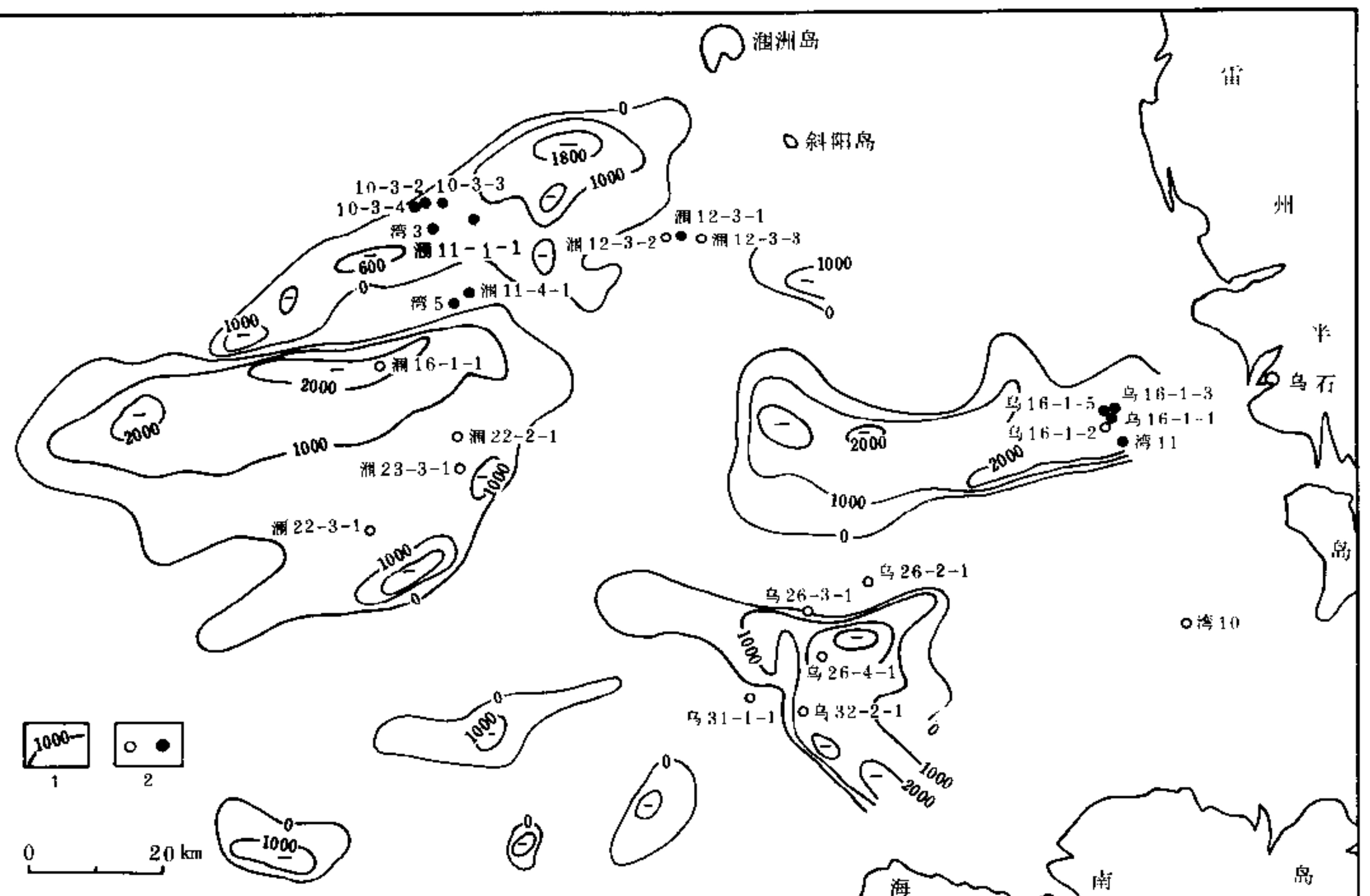


图 3-5-10　北部湾盆地下第三系流沙港组成熟生油岩等厚图

1—等厚线（米），流沙港组生油层成熟门限深度为 2400 米，图中等厚线即表示埋深 2400 米以下流沙港组地层的厚度变化；2—井位，圆点为油井，圆圈为干井

表 3-5-13 北部湾盆地生油量计算表[1]

项目 \ 凹陷名称	涠西南	海中	乌石	迈陈西部	海头北	合计
生油岩面积 (km^2)	1153	2559	1156	856	513	6237
地层体积 (km^3)	759	2304	1035	1063	217	5378
泥岩百分比 (%)	80	70	80	70	60	
生油岩体积 (km^3)	608	1613	828	744	129	3922
氯仿沥青"A"含量 (%)	0.155	0.155	0.12	0.12	0.12	
沥青法计算的生油量 (10^8t)	21.67	57.50	22.85	20.53	3.56	126.17
总烃 (ppm)	800	800	900	900	900	
残烃法计算的生油量 (10^8t)	11.18	29.67	17.14	15.4	2.67	70.06

①据张宏友等，1985,"北部湾盆地生油层特征及评价"。

式中 Q——生油量，亿吨；

D——生油岩密度，23 亿吨／公里^3；

V——生油岩体积，立方公里；

"A"——沥青含量，%。

残烃法计算公式：

$$Q=D\times 总烃\times V$$

式中 Q——生油量，亿吨；

D——生油岩密度，23 亿吨／公里^3；

总烃——单位为 ppm；

V——生油岩体积，立方公里。

用两种方法计算的生油量如下：沥青法为 126.17 亿吨，残烃法为 70.06 亿吨。

另外，用热解法计算生油量，涠西南和海中凹陷岩石中平均烃含量 Q＝0.00251 亿吨／亿吨，而乌石、迈陈西和海头北凹陷中为 Q＝0.0015 亿吨／亿吨，计算结果盆地总生油量为 186.91 亿吨。

另外，在 1985 年 10 月又进行了一次生油量计算，上述五个凹陷，用沥青"A"法计算得到总生油量为 155.53 亿吨。

第四节 生、储、盖组合

北部湾盆地是一套砂、泥岩互层的地层，储集层和盖层都是很多的。从所钻各井中已发现的油气情况来看，有下列三种生、储、盖组合类型。

一、新生古储

下第三系流沙港组生的油沿着断层或不整合面运移到石炭系古潜山石灰岩中，不整合面以上的下第三系长流组可作为盖层。此种情况可以湾4井为代表。

二、自生自储自盖

流沙港组二、三段的深灰色、褐灰色泥岩、页岩生的油，运移到流沙港组三段的砂岩中，而流沙港组二段的页岩、泥岩则是良好的盖层。若在流二段有较好的砂岩，也可形成油藏。这套生、储、盖组合，在北部湾是最重要的组合，在许多井均可见到，如湾1、湾2和湾4井及涠10-3构造各井，乌16-1构造上的乌16-1-1井、乌16-1-3井等。

三、下生、上储、上盖

流沙港组生的油运移到涠洲组砂岩中，涠洲组泥岩作为盖层，这种情况见于涠12-3-1井。

另外，在涠11-4构造上，流沙港组生的油沿不整合面运移到上第三系角尾组砂岩中，并由角尾组泥岩作为盖层。

总的看来，北部湾盆地就是这三种组合类型，从下而上有下列5套生、储、盖组合。

(一) 流沙港组生油，石炭系储油，长流组为盖层。

(二) 流沙港组二、三段生油，流三段储油，流二段为盖层。

(三) 流二段和流一段生油，流一段储油，流一段泥岩作为盖层（如湾11井），或涠洲组泥岩作为盖层（如乌16-1-1井）。

(四) 流沙港组生油，涠洲组砂岩储油，涠洲组泥岩作为盖层，见于涠12-3-1井。

(五) 下第三系流沙港组生油，上第三系角尾组砂岩储油，角尾组泥岩作为盖层，此种情况见于涠11-4构造的湾5井。

第五节　油气藏类型及油气藏形成条件

北部湾盆地海区已发现3个油田和4个含油气构造，即涠10-3、涠11-1和涠11-4油田及涠12-3、涠6-1、涠14-4和乌16-1构造。见有以下几种类型油藏。

一、背斜型油藏

如涠11-4构造，该构造为背斜圈闭，油富集于构造的中部，有统一的油水界面。这种油藏主要是下第三系流沙港组生成的油，沿前第三系不整合面往上运移，富集于不整合上面的第三系砂岩地层中而形成的。

乌16-1含油构造也属此类，唯流三段的是自生自储。

二、断鼻断块型油藏

如涠10-3油田，为一断鼻圈闭。但这断鼻被多条断层切割成很多断块，把油水关系弄得较为复杂。主要由涠西南凹陷流沙港组所生的油，往涠10-3构造运移，在断层（①号断层）阻挡下富集于断鼻构造上，形成较好的油藏。涠11-1油田的下第三系油藏也属于这种类型。

三、地层圈闭油藏

涠12-3构造属于这种类型。涠洲组地层超覆在花岗岩之上，由砂岩形成储油层，上面的泥岩成为盖层。这种油藏的形成，主要为凹陷深处的流沙港组生的油，沿不整合面往上运移，遇到盖层阻挡而富集在盖层下的砂岩中。

四、古潜山油藏或称不整合油藏

此类油藏见于涠 11-1 构造，为湾 4、湾 9 井所证实。油藏成因是由于凹陷深处流沙港组生的油，沿断层面上升或侧向遇到基岩缝洞便聚集其中，而形成古潜山油藏。涠 6-1 构造亦是古潜山油藏。

第六章　油田及含油构造各论

从已经发现的含油气构造来看，其分布情况有下列规律：

1）油、气主要分布在近生油凹陷地区。

陆相油田，原油运移距离一般不太远，所以，远离生油凹陷的构造往往无油，如涠22-3、乌31-1等构造。

2）临近生油凹陷的隆起较早的圈闭，比较容易集油，如涠10-3、涠11-1构造。构造发育较早，或者其所在的基底隆起较早（如涠11-4构造）。

3）靠近箕状凹陷陡坡一侧或凹陷中部的圈闭，因离油源较近其集油条件较有利，如涠10-3油田在陡坡一侧，涠11-1构造和乌16-1构造近凹陷中部，这些构造离油源近，都能富集油、气。

4）上第三系圈闭必需有运移通道（断层或不整合面）才能形成油藏。如涠11-4构造，油藏在上第三系，而生油岩为下第三系流沙港组，垂直距离很远，但该构造有断层和不整合面作为通道，使油向上运移而富集于上第三系的角尾组中。而涠16-1构造，因无运移通道，故不含油。

至1988年底止，北部湾盆地共发现三个油田（涠10-3、涠11-1和涠11-4）和四个含油构造（涠6-1、涠11-4北、涠12-3和乌16-1）。涠10-3油田已钻探井1口、评价井4口、生产井8口，至1988年底止，已生产原油79万吨。

第一节　涠10-3油田

一、简况

涠10-3油田是中国和法国道达尔公司在北部湾合作勘探开发石油资源后找到的第一个油田，它位于北部湾涠洲岛西南方向约58公里的海域中，即东经108°35′～108°39′41″、北纬20°47′46″～20°50′14″。油田距广西北海市90公里。

油田范围内平均水深40米，海水温度平均24℃，涠洲岛上年平均温度22.9℃，历史最高气温34.5℃，最低气温29℃，年平均降雨量为1929.9毫米。油田处于台风影响区，海浪最高达19。6米，最大风速在12级以上，风速可达72米／秒。

从1978年开始，在涠10-3油田作24次覆盖的地震工作，至1988年先后作二维地震测量，测网密度为0.5×1公里。三维地震测量1800公里，面积133.92平方公里。

从1982年11月涠10-3油田的第一口井（涠10-3-1井）获得高产油流后，1983年随即钻评价井三口，即涠10-3-2、涠10-3-3和涠10-3-4。1984年，根据已获得的资料作油田评价和开发方案以及开发的准备工作。1986年钻生产井6口，1986年8月7日投入评价试生产阶段。1987年又钻二口生产井，1988年在油田北断块钻评价井1口。至1988年底已钻探井1口、评价井4口、生产井8口，已采原油79万吨、天然气2.2亿立方米，注水26万立方米。

上述13口井，总钻井进尺32249米，取芯进尺187.87米，岩芯总长159.73米，岩芯

收获率 85.02%。测试 24 个层段，其中有 17 个含油层段、1 个含气层段、6 个含水或致密层。岩芯进行开发试验，取得 7 条湿润性、11 条毛管压力、6 条油水相渗透率曲线及 15 个高压物性和几十个油气水样分析资料。

二、地层及油层（见表 3-6-1）

涠 10-3 油田地层岩性特征与盆地内地层基本相同，这里不再重复叙述。由于油田构造隆起较高致使涠洲组在油田内核部被剥蚀，流沙港组一段亦部分受到剥蚀。

表 3-6-1　涠 10-3 油田地层及油层组数据表

系	统	组	段	油组	涠 10-3-1	涠 10-3-2	涠 10-3-3	涠 10-3-4
上第三系	上新统	望楼港组			404①	388	394	395
	上中新统	灯楼角组			558.5	602.5	603	595.5
	中中新统	角尾组			1275	1266	1265	1185.5
	下中新统	下洋组			1439	1438.5	1436	1346
下第三系	中上渐新统	涠洲组						
	下渐新—始新统	流沙港组	一		1537.5	1530	1617	1581
			二		1885	1961.4	2008	1986
			三	Ⅰ	1952.4	1987.2	2079	2026
				Ⅱ	2016.8	2029	2137.2	2097.4
				Ⅲ上	2067.3	2083	2191.5	2151.2
				Ⅲ下	2085.8	2095.4	2207.3	2165.4
				Ⅳ	2171	2137	2304	2202
	古新统				2269 ▼②	2300.69 ▼	2335.5 ▼	2255 ▼

①表中数据单位均为米。

②▼代表该组地层未钻穿。

1）油层层位

油层层位属下第三系流沙港组三段，位于长流组红色层之上，流沙港组二段生油岩之下。

2）油层沉积相

根据岩芯及电测资料分析，沉积特征多属正旋回的三角洲平原上的河流沉积。河流改道频繁，砂岩单层厚度不大，呈现砂泥岩互层，以砂岩为主。属较浅水区的湖相三角洲沉积。

3）油层段岩性

油层部位岩性较粗，以砾岩、含砾砂岩、粗砂岩为主，中间夹灰色泥岩。岩性成分较杂，有石英、长石及花岗岩岩屑等。岩石中杂基较多，一般 15～45%，岩石成熟度较差，反映了近源沉积的特点。

4）油组划分

含油层数，由 5 个较大的正旋回组成，每个大的正旋回，又包含若干个小旋回。油组划

分便依据5个较大的旋回划分为5个油组。油组底部以砾岩或含砾砂岩底为界。油组顶部往往有一层稍厚的泥岩，厚5～10米不等，见图3–6–1。

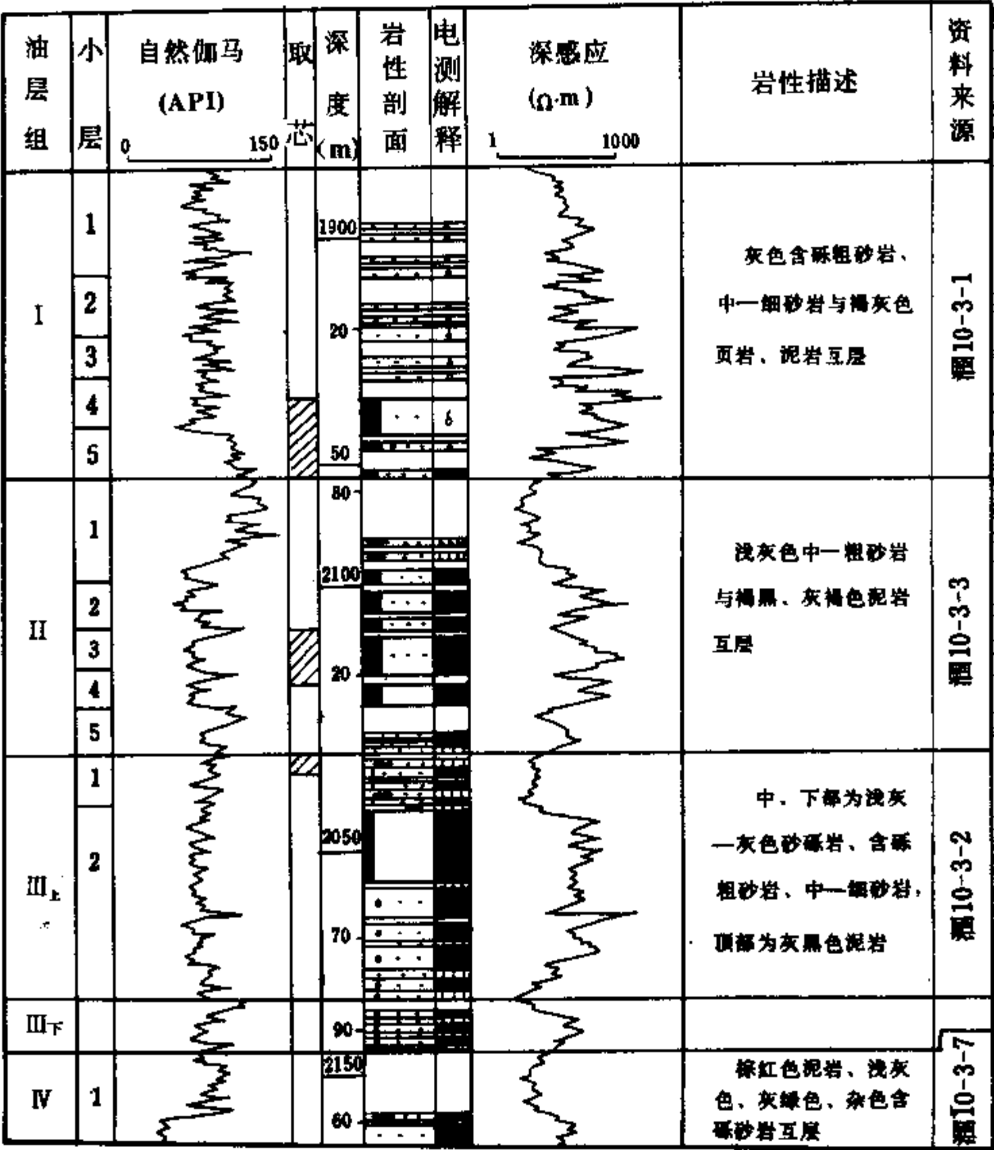


图3–6–1 涠10–3油田油层柱状图

图中取芯栏中的阴影线为取芯位置

5）油层厚度

各油组的厚度不一，以Ⅲ下油组最薄，为9.3～20.1米；Ⅱ油组最厚，为37.4～80.7米。5个油层组总厚度各井不一，以涠10–3–3井最厚，为296米；涠10–3–5C井最薄，为176.7米，见图3–6–2及表3–6–2。

6）油层物性特征

(1) 油层孔隙及孔隙度

1）孔隙类型：油层孔隙类型有如下几种：

a. 粒间孔：岩石颗粒之间的孔隙。

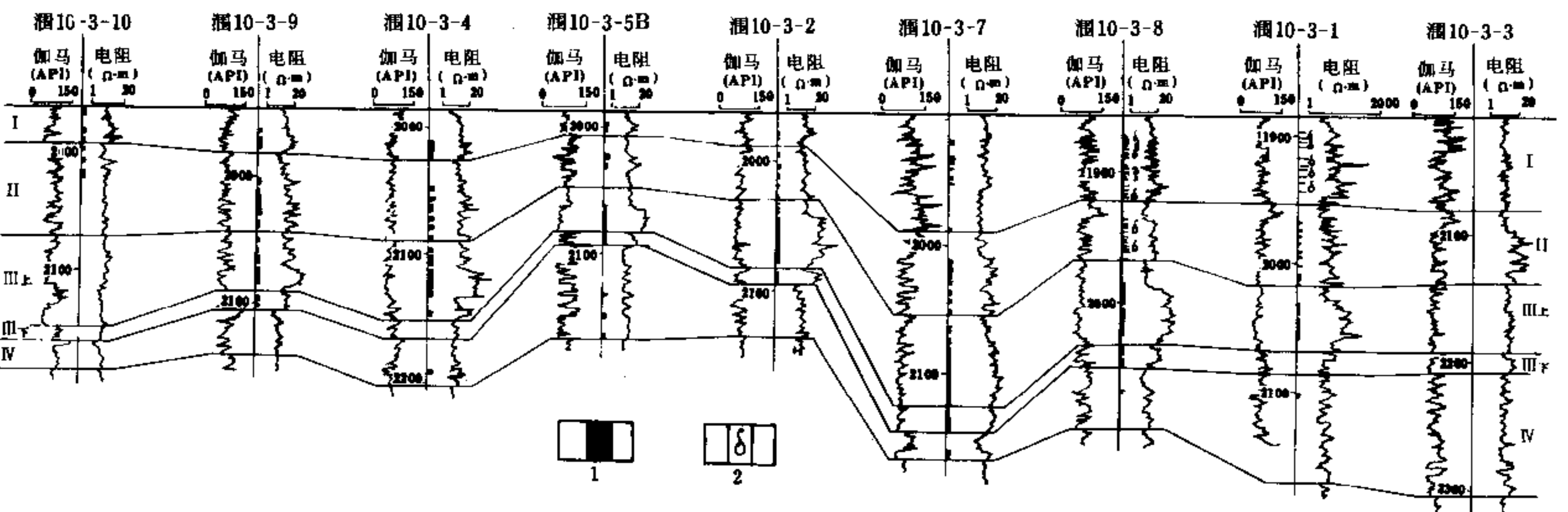


图 3-6-2 涠 10-3 油田流二段油层对比图

1—油层；2—气层；图中井深单位为米

表 3-6-2　涠 10-3 油田油组厚度数据表

井号 \ 油组 / 井段·厚度(m)	Ⅰ		Ⅱ		Ⅲ上		Ⅲ下		Ⅳ	
	井段	厚度	井段	厚度	井段	厚度	井段	厚度	井段	厚度
涠 10-3-1	1855~1952.4	67.4	1952.4~2016.8	64.4	2016.8~2067.3	50.5	2067.3~2085.8	18.5	2085.8~2171	85.2
涠 10-3-2	1961.4~1987.2	25.8[2]	1987.2~2029	41.8	2029~2083	54	2083~2095.4	12.4	2095.4~2137	41.6
涠 10-3-3	2008~2079	71	2079~2137.2	58.2	2137.2~2191.5	54.3	2191.5~2207.3	15.8	2207.3~2304	96.7
涠 10-3-4	1986~2026	40	2026~2097.4	71.4	2097.4~2151.2	53.8	2151.2~2165.4	14.2	2165.4~2202	36.6
涠 10-3-5C[1]	1989.2~2014	26.5	2014~2049	37.4	2049~2089.5	43.5	2089.5~2102.5	13.6	2102.5~2146.2	46.6
涠 10-3-6B	1950.6~1977		1977~2018.2		2018.2~2049		2049~2070		2070~2104	
涠 10-3-7	1895~1957.3	58.4	1957.3~2053.1	74.9	2053.1~2123.7	66.4	2123.7~2144.5	19.5	2144.5~2165.4	19.7
涠 10-3-8	1853~1919		1919~1966.8	35.6[2]	1966.8~2032.3	48.4	2032.3~2049.8	13	2049.8~2098	36.4
涠 10-3-9	1945.4~1981	38	1981~2051.3	74.4	2051.3~2089.5	40.5[2]	2089.5~2105	16.5	2105~2140.2	37.3
涠 10-3-10	2062.6~2099	29.3	2099~2173	58.4	2173~2245	55.4	2245~2255.7	9.3	2255.7~2278.4	19.7
涠 10-3-11	1928.4~1994.6	66.2	1994.6~2080.8	80.7	2080.8~2157.2	71.4		[2]	2157.2~2167.5	9.9[2]
涠 10-3-12	1913~1982	73	1982~2056.2	79.3	2056.2~2122.4	70.3	2122.4~2142	20.1	2142~2187.4	47.7
涠 10-3-13	1909~1928	19[2]	1928~1956	28[2]	1956~2023	67	2023~2030	7[2]	2030~2058	

①涠 10-3-5C 至 10-3-12 井均为斜井，但井段及厚度均换算成垂直井深及垂直厚度。
②表示该油组有断层。

b. 溶蚀孔：是次生溶解作用形成的孔隙。

c. 晶间孔：胶结物在成岩作用下形成各种晶体矿物之间的孔隙。

上述三种孔隙以粒间孔为主。

2）孔隙度：由于含油气层段取芯较少，故油层的孔隙度主要依据电测资料求取，涠 10-3 油田 13 口井的平均孔隙度，见表 3-6-3。

13 口井的Ⅰ～Ⅳ油组总平均孔隙度为 19.7%。

从上表可以看出，Ⅲ上油组孔隙度最低，平均为 17.6%，Ⅰ油组最好，平均为 23.2%，13 口井 4 个油组总的平均为 19.7%，这说明涠 10-3 油田储油层的孔隙度是好的。

(2) 油层渗透率　由于岩芯分析的渗透率资料太少，不能够取得分井、分层的渗透率数值，只好借助于电测资料进行计算取得。计算结果见表 3-8-3。从表中可以看出，Ⅱ油组的渗透率最高，达 435.5×10^{-3} 二次方微米，最低为Ⅲ上油组，仅 137.6×10^{-3} 二次方微米。5 个油组平均为 278.6×10^{-3} 二次方微米，说明油层的渗透性能是好的。

表 3-6-3　涠 10-3 油田各油组平均孔隙度、渗透率数据表

油组 / 数据 / 井号	I		II		III上		III下		IV		I-IV	
	平均孔隙度(%)	平均渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	平均孔隙度(%)	平均渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	平均孔隙度(%)	平均渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	平均孔隙度(%)	平均渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	平均孔隙度(%)	平均渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	平均孔隙度(%)	平均渗透率($10^{-3}\mu m^2$)
涠 10-3-1	23.8	569.9	22.2	356.9	16.9	180.8	21.5	254.0	18.5	197.4	20.6	311.8
涠 10-3-2	19.7	184.8	23.6	425.3	16.9	106.0	19.1	199.3			19.8	228.9
涠 10-3-3	18.7	277.7	25.1	746.3	20.2	306.0	19.5	269.2	19.6	225.2	20.6	364.9
涠 10-3-4	20.7	395.4	19.4	256.7	16.8	132.0			17.6	175.2	18.6	239.8
涠 10-3-5C	35.1	703.1	21.6	398.5	16.6	92.5	17.9	158.7	17.6	117.5	21.8	294.1
涠 10-3-6B					16.2	29.6					16.2	29.6
涠 10-3-7	24	367.7	25.9	908.5	19.6	125.8	18	96.9	19.6	199.1	21.4	339.6
涠 10-3-8	24	515.0	25.2	778.2	19.9	239.2	21.2	334.0	21.3	421.7	22.3	457.6
涠 10-3-9	23.4	483.2	18.6	141.1	16.4	111.2	18.8	217.6	16	80.0	18.6	197.6
涠 10-3-10	22.4	377.9	18.8	205.4	17.9	147.0	16.0	24.3			18.4	206.5
涠 10-3-11	20.4	294.1	21.4	388.2	17.9	108.0			19.7	243.6	19.9	258.5
涠 10-3-12			20.1	310.0	16.8	146.3	18.4	163.3			18.4	206.5
涠 10-3-13			21.2	310.3	16.8	64.7	18.2	189.5	19.1	252.9	18.8	204.4
合　计	23.2	416.9	21.9	435.5	17.6	137.6	18.9	190.7	18.8	212.5	19.7	278.6

三、油田构造特征

涠 10-3 油田位于北部湾盆地西北部，在①号大断裂的南侧，为一断鼻构造，其特征如下：

1. 构造圈闭幅度大、倾角大

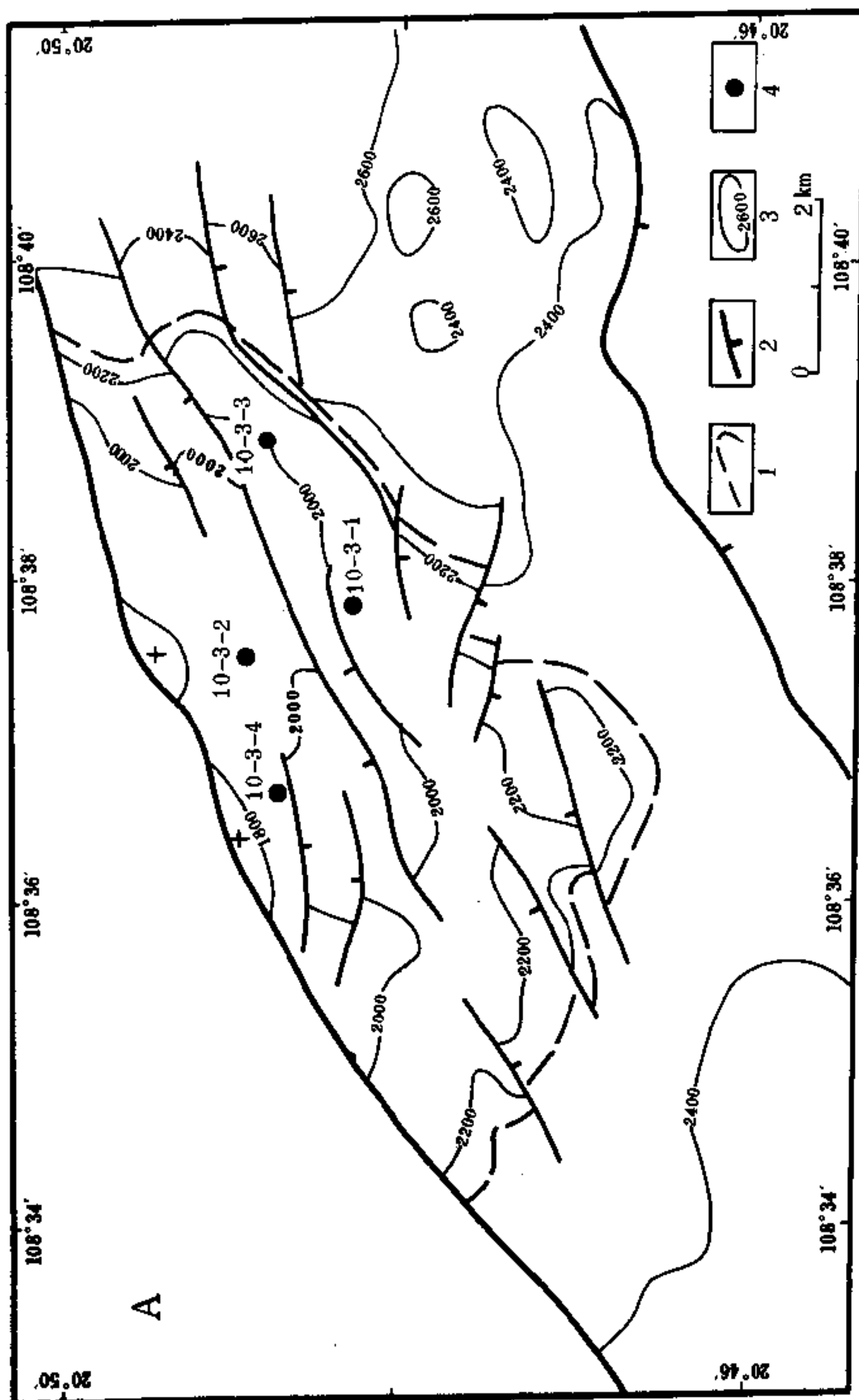
涠 10-3 油田为一向南倾的走向北东 65°的断鼻构造，长 10 公里，宽 4 公里。根据油藏顶部构造图海拔-2250 米等值线所圈闭的面积为 27 平方公里，闭合高度 650 米，地层倾角 10°～26°，东边较陡（26°），西边较缓，多在 16°以下，见图 3-6-3A。

2. 断层多

涠 10-3 油田构造圈闭范围内共有大小断层 81 条（见图 3-6-3B），均为正断层，其中有 6 条主要断层，断层走向为 NE45°～80°，近于平行排列。③号断层较长（大于 88 公里），②号与③号断层把油田分割成北、中、南三部分（或叫北、中、南断块）。

3. 涠 10-3 油田是早期发育的构造

通过古构造发育剖面的研究，在下第三系流沙港组沉积末期，南断块已经开始上升，至上第三系沉积前，已形成目前的构造形态，见图 3-6-4，构造形成早，有利于油气的聚集。


A
10-3-1
10-3-2
10-3-3
10-3-4
20°50′
20°46′
108°34′
108°36′
108°38′
108°40′
2600
2400
2200
2000
1800
0
2 km
1
2
3
4

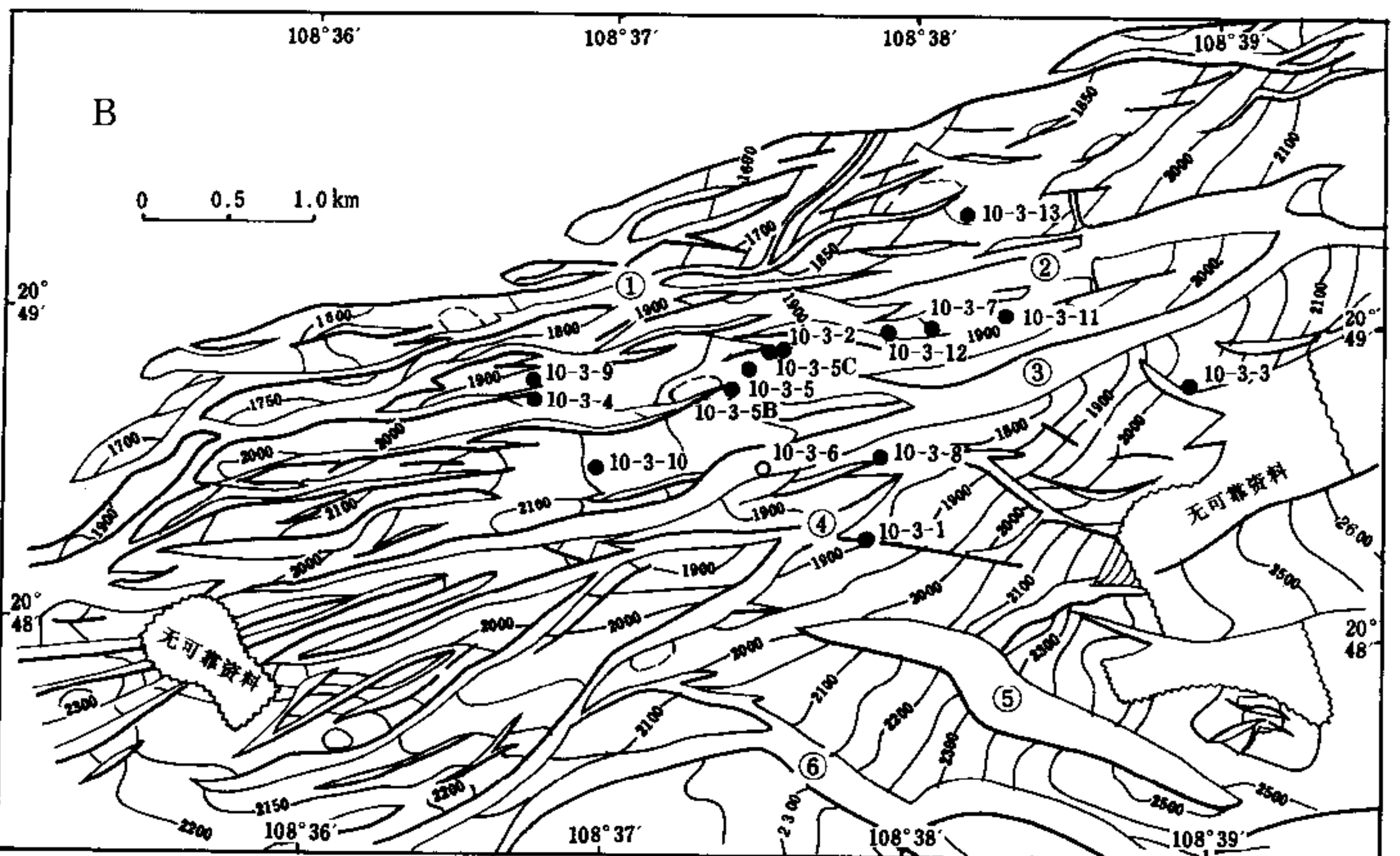


图 3-6-3 涠 10-3 油田流三段 I 油组顶面构造图

A—示意图，据二维地震资料（T_6）；B—据三维地震资料；

1—构造圈闭线（2250 米）；2—断层；3—构造线（米）；4—油井

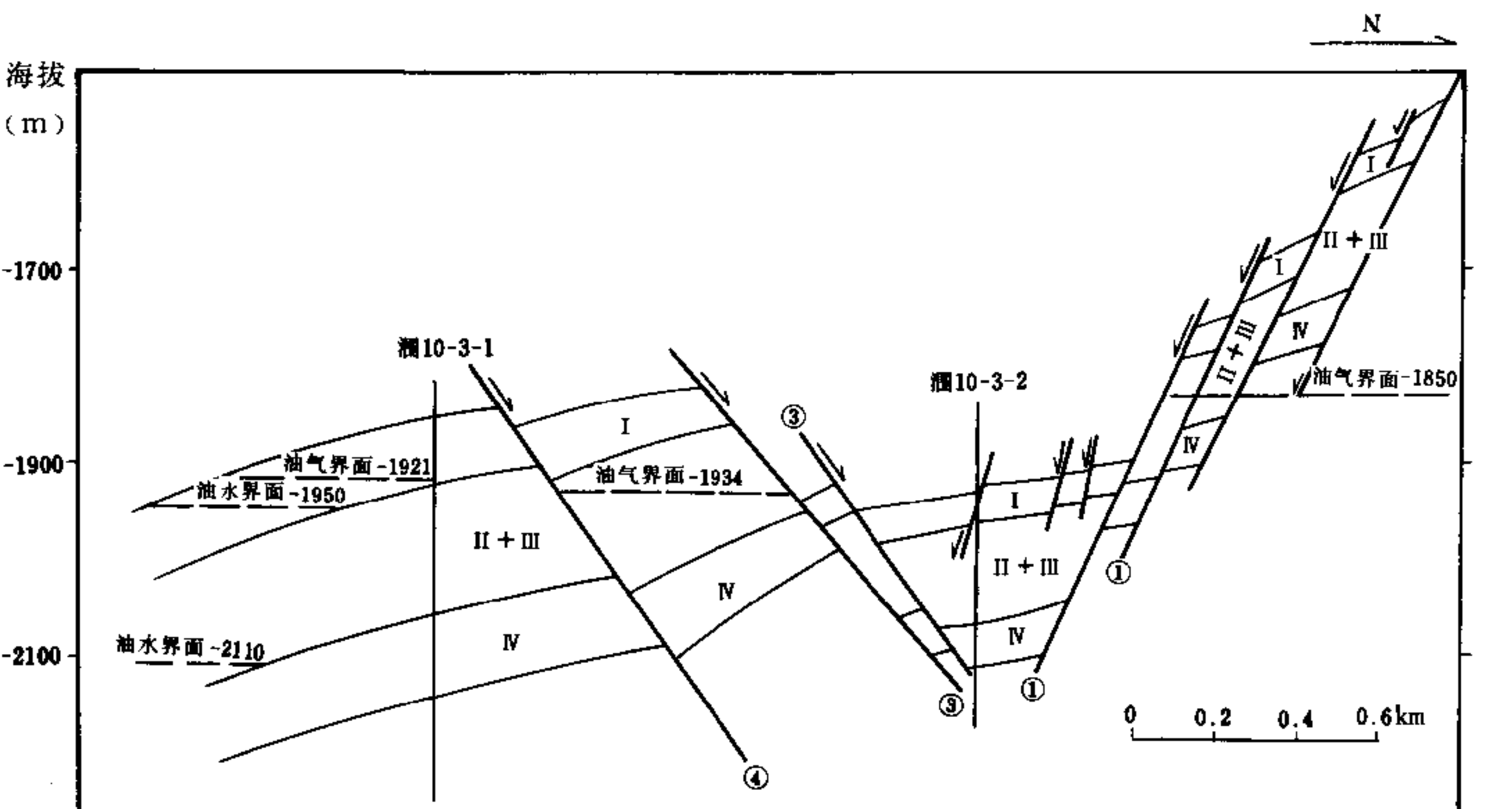


图 3-6-4　涠 10-3 油田横剖面图

四、油气层数据

见表3–6–4。

表3–6–4　涠10–3油田油气层数据表

井号＼数据＼油组	Ⅰ		Ⅱ		Ⅲ$_{上}$		Ⅲ$_{下}$		Ⅳ		Ⅰ–Ⅳ合计		
	油层厚(m)	气层厚(m)	油层厚(m)	气层厚(m)	油层厚(m)	气层厚(m)	油层厚(m)	气层厚(m)	油层厚(m)	气层厚(m)	油层厚(m)	气层厚(m)	油气层总厚(m)
涠10–3–1	0.8	20.8	13.5	0	27.3	0	2.1	0	0.8	0	44.5	20.8	65.3
涠10–3–2	4.1	0	11.5	0	40.0	0	6.8	0	0	0	62.4	0	62.4
涠10–3–3	0	0	24.6	0	0	0	0	0	0	0	24.6	0	24.6
涠10–3–4	5.0	0	18.5	0	27.8	0	0	0	1.0	0	52.3	0	52.3
涠10–3–5C	0	10.6	8.6	0	38.6	0	10.1	0	0.5	0	57.8	10.6	68.4
涠10–3–6B	无资料		无资料		无资料		无资料		无资料				
涠10–3–7	6.2	0	24.0	0	46.5	0	15.0	0	4.5	0	96.2	0	96.2
涠10–3–8	0	17.9	0.4	11.4	31.5	0	6.9	0	0.9	0	39.7	29.3	69.0
涠10–3–9	10.0	0	18.1	0	20.8	0	4.1	0	0	0	53.0	0	53.0
涠10–3–10	9.0	0	4.6	0	0	0	0	0	0	0	13.6	0	13.6
涠10–3–11	3.4	0	36.0	0	45.1	0	0	0	6.6	0	91.1	0	91.1
涠10–3–12	无资料	—	13.2	0	49.8	0	14.7	0	0	0	77.7	0	77.7
涠10–3–13	0	0	10.4	0	23.3	0	1.2	0	0	0	34.9	0	34.9
合　计	38.5	49.3	183.4	11.4	350.7	0	60.9	0	14.3	0	647.8	60.7	708.5
油气层总计	87.8		194.8		350.7		60.9		14.3		708.5		708.5
井　数	11		12		12		12		12		12		12

除涠10–3–6B井无资料外，其余12口井油气层总厚708.5米，平均每口井厚59.042米。其中涠10–3–7井最厚，达96.2米，涠10–3–10井最薄，为13.6米。

5个油组中，以Ⅲ$_{上}$油组油层最厚，平均每口井厚29.225米；以Ⅳ油组油层最薄，平均仅为1.19米，所以涠10–3油田主力油组是Ⅲ$_{上}$油组。

在13口井中，涠10–3–1、涠10–3–5C和涠10–3–8井Ⅰ油组是气层，涠10–3–8井Ⅱ油组亦是气层，其余为油层。

Ⅰ油组油气层最厚的是涠10–3–1井，厚21.6米。Ⅱ油组油气层最厚的是涠10–3–11井，厚36米。Ⅲ$_{上}$油组油气层最厚的是涠10–3–12井，厚49.8米。Ⅲ$_{下}$油组油气层最厚的是涠10–3–7井，厚15米。Ⅳ油组油气层最厚的是涠10–3–11井，厚6.6米。

五、试油情况

涠 10−3 油田有 8 口井共试油 23 层，试油层位为下第三系流沙港组三段和长流组地层。测试结果，最高单层产油量 674.7 米^3／日（涠 10−3−1 井）。

测试详细情况见表 3−6−5。

六、油气水性质

1. 地面原油性质

原油为低硫石蜡基原油，其特点为：

①相对密度小：在 0.7294～0.8788 之间，平均 0.8329。

②粘度低：50℃时粘度在 4.73～8.05 毫帕秒，平均为 5.96 毫帕秒。

③凝固点高：最高 40℃，最低 33℃，平均为 34.7℃。

④含蜡量高：最高 29.3%，最低 22.9%，平均为 25.5%。

⑤含硫量低：最高 0.2%，最低 0.03%，平均为 0.086%。

详见表 3−6−6。

2. 地下原油性质

根据 12 个高压物性配样分析结果，地下原油性质有如下特点：

①地下原油粘度低，南断块为 0.5476 毫帕秒，中断块为 0.6741 毫帕秒。

②原始油气比高，南断块为 167 米^3／米^3，中断块为 125.6 米^3／米^3。

③饱和压力高，南断块为 216 千克／厘米^2，中断块为 198.5 千克／厘米^2。

④地饱压差小，南断块为 19.0 千克／厘米^2，中断块为 33.6 千克／厘米^2。

⑤压缩系数小，南断块只有 1.7217×10^{-4}（千克 · 厘米^2）$^{-1}$。

⑥原油体积系数大，南断块达 1.5948。

3. 天然气性质

涠 10−3 油田的天然气有两类，一为气层气，另一为原油溶解气，两者在性质上有所差别。气层气甲烷含量高达 82.21%（涠 10−3−1 井 I 油组），乙烷以上含量低，相对密度低(0.698)；而原油溶解气甲烷含量低，小于 76.5%，乙烷以上含量大于 20%，相对密度大于 0.740。两种气均有一定量的二氧化碳（1.2%～2.4%）和氮气（0.24%～0.68%），详见表 3−6−7。

4. 地层水性质

地层水性质资料较少，仅有涠 10−3−3 井的 2 个水样，而且水样存放过久，未能及时分析，故分析结果仅供参考。水样分属 Ⅰ、$Ⅲ_上$油层组，但两者化学性质基本一致，均属低矿化度重碳酸氢钠型水，详见表 3−6−8。

地层水密度为 0.98 克／厘米^3，体积系数为 1.0276，粘度为 0.28 毫帕秒。

七、油藏地层压力系统

从测试取得的压力资料，可以归纳得出：

中、南两个断块有各自的压力系统，由于③号断层的分隔，其油水是不连通的。

南断块有两个压力系统，即Ⅰ油组（气层）和Ⅱ+Ⅲ油组，并且有气顶存在。中断块亦有两个压力系统，即Ⅰ油组和Ⅱ+Ⅲ油组，是以油为主的断块，没有气顶。中断块Ⅰ油组原油性质与本断块其余油组比较有较大差别，见表 3−6−9。从这些差异来看，中断块Ⅰ油组是一个压力系统，而其余油组是另外一个压力系统。

表 3-6-5　涠 10-3 油田试油成果表

井号	层位	射孔井段 (m)	射开厚度 (m)	油嘴 (mm)	井口压力 (kg/cm²)	求产时间 h:min	测试产量(m³/d) 油	气	水	油气比 (m³/m³)	油层温度(℃)(深度)(m)	原始地层压力(kg/cm²)(深度)(m)	静止压力 (kg/cm²)	流动压力 (kg/cm²)	采油指数 $\left(\frac{m^3 \cdot cm^2}{d \cdot kg}\right)$	单采指数 $\left(\frac{m^3 \cdot cm^2}{d \cdot kg \cdot m}\right)$
涠10-3-1井	L_3^1	1908.0～1911.0 1919.8～1920.8 1921.5～1923.5	6.0	11.91	159.24～161	6:00	36.57	297360	0.95	8131	92.22 (1914.8)	226.99 (1911.5)	226.99	215.25		
	L_3^2	1973.5～1975.5 1978.5～1980.5 1983.5～1985.5 1990.0～1993.0	9.0	11.91	105.67	7:50	243.25	96571	0	397	106.11	224.98 (1973.3)	224.98	184.99	6.0828	0.6759
				19.05	84.23	2:45	362.66	154344	0	426			224.98	167.96	6.3602	0.7067
	L_3^3	2031.0～2055.0	24.0	9.92	70.8	5:34	222.74	27499	0	123	96.6 (2033)	229.68 (2032)	229.68	189.26	5.5106	0.2296
				15.88	54.84	1:15	317.98		0				228.21	165.63	4.9646	0.2069
				12.7	71.36	6:15	281.09	36306	0	129	97.67 (2025)	227.88 (2022)	227.83	189.06	6.9200	0.2383
				19.05	54	2:50	424.5	54374	0	128			225.44	167.67	6.8479	0.2853
	长流组	2101.0～2106.5	5.5	7.94			3.8		11.3			220.06 (2003)	220.06 (2003)	87.78 (井底)		
涠10-3	L_3^1	1968.5～1978.0	9.5	11.91	27～23.27	4:02	137.21	12291	0	90	101.67	211.87 (1973)	211.87	108.64	1.3292	0.1399
	L_3^2	2008.0～2011.0 2025.0～2029.0 2035.0～2037.0	9.0	15.08	28.97～17.72	4:31	131.8	15151	0	115	103.33 (2001)	218.5 (2033)	218.5	79.99	0.9509	0.1057
				11.91	30.37～23.97	3:00	123.22	13877	0	113			218.5	94.37	0.9916	0.1102
	L_3^3	2044.5～2069.0	24.5	15.08	54.49	6:00	383.17	43443	0	113	105.89 (2042.5)	224.13 (2054)	224.13	174.32	7.6926	0.3140
				19.05	48.65	9:06	429.43	49560	0	115			224.13	166.24	7.4180	0.3028

续表

—2井	L_3^4	2086.0～2093.0 2094.0～2095.0	8.0	15.08	53.92	0∶45	222.58 (估计)				104.14 (2072.6)	229.91	229.91	175.27	4.0736	0.5092
				19.05	32.55 ～35.36	1∶00	312.26	34834	0	112				140.08	3.4761	0.4345
	长流组	2108.0～2113.0 2117.0～2120.5 2122.5～2125.5	11.5	15.08	45.28	6∶16	314.8	35400	0.32	112	96.11 (2122)	234.79 (2119.1)	234.79	157.36	4.0630	0.3533
涠10—3—3井	L_3^1	2039～2041 2044～2047	5	5.95	6.4～5.7	4∶15	0	0	39.59		104.44 (2026.8)	228.35 (2026.8)	228.35	209.23		
	L_3^2	2112～2127	15	19.05	65.67～66.09	9∶30	540.57	78418	0	145	109.33 (2108)	235.93 (2108)	235.93	209.47	20.4241	1.3620
	L_3^3	2170～2176 2184～2190	12	11.91	7.38 ～8.01		0	0	184.43			239 (2171)	239	215.31		
	L_3^4	2196.5～2205.5	9			3∶06	0	0	3.6		105.71 (2180.4)	240.02 (2180.4)	240.02	226.88		
	长流组	2276～2282 2287～2290	9		0.21		0	0	2.3		106.67 (2259.9)	244.68 (2273.7)	244.68	230.30		
涠10—3—4井	L_3^2	2051.5～2053.5 2054.0～2059 2060.0～2062 2063～2065.5	11.5	19.05	50.94 ～55.54	4∶30	461.07	58056	微	126	100 (2042.2)	219.18 (2042.2)	219.18	175.95	10.665	0.9274
	L_3^3	2121.0～2124.0 2126.5～2131.5	8	19.05	57.65 ～56.24	6∶00	462.66	59189	0	128	98.89 (2114.5)	222.1 (2097.2)	222.1	183.67	12.039	1.5049
	L_3^4	2144.0～2147.5	3.5	19.05	59.76 ～56.81	5∶00	470.61	62304	0	132	95 (2146.2)	229.2 (2146.2)	229.2	187.58	11.3073	3.2307

表 3-6-6 涸 10-3 油田地面原油性质表

断块	油组	相对密度	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含硫量 (%)	含蜡量 (%)	初馏点 (℃)
中块	Ⅰ	0.8404	8.05	36	0.20	29.3	70
	Ⅱ	0.8284	4.73	33	0.075	23.2	65.5
	Ⅲ上	0.8274	4.92	33	0.06	24.8	70
	Ⅲ下	0.8321	5.44	34	0.05	22.9	78.5
	Ⅳ	0.8312	5.09	34	0.03	24.5	72
	Ⅰ～Ⅳ平均	0.8319	5.65	34	0.083	24.9	71.2
南块	Ⅰ	0.7294					46
	Ⅱ	0.8407	7.75	34.5	0.06	26.7	72
	Ⅲ上	0.8300	5.76	33.5	0.08	26.8	70
	Ⅲ下						
	Ⅳ	0.8788		40	0.14	25.6	
	Ⅰ～Ⅳ平均	0.8498	6.755	36	0.093	26.4	62.5
全油田平均		0.8329	5.96	34.7	0.086	25.5	68

表 3-6-7 涸 10-3 油田天然气组分表

断块	南块				中块				
井号	涸 10-3-1			涸 10-3-3	涸 10-3-2				涸 10-3-4
组分及含量 \ 油组	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ上	Ⅱ	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ上	Ⅲ下	Ⅲ上
H_2S (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N (%)	0.505	0.25	0.24	0.27	0.46	0.25	0.26	0.38	0.68
CO_2 (%)	1.577	2.11	2.40	1.65	1.46	1.50	1.48	1.40	1.20
CH_4 (%)	82.21	76.41	69.56	72.63	72.35	71.49	73.05	75.05	71.25
C_2H_6 (%)	8.675	11.99	14.73	14.12	10.53	14.45	14.67	13.22	14.46
C_3H_8 (%)	4.204	5.64	7.66	7.26	7.83	8.17	6.90	6.46	7.57
$n-C_4H_{10}$ (%)	1.277	1.64	2.44	1.94	2.98	2.11	1.74	1.62	1.92
$i-C_4H_{10}$ (%)	0.659	0.80	1.13	0.98	1.48	1.11	0.83	0.84	1.06
$n-C_5H_{12}$ (%)	0.348	0.45	0.57	0.43	1.00	0.41	0.41	0.39	0.44
$i-C_5H_{12}$ (%)	0.337	0.39	0.51	0.40	0.89	0.36	0.32	0.38	0.46
C_6H_{14} (%)	0.110	0.27	0.45	0.32	0.69	0.15	0.34	0.26	0.32
C_7H_{16} (%)	0.098	0.05	0.27	0	0.33	0	0	0	0.31
C_8H_{18} (%)			0.04	0	0	0	0	0	0.28
C_9H_{20} (%)									0.05
天然气相对密度	0.698	0.745	0.805	0.774	0.822	0.780	0.765	0.750	0.775

表 3-6-8 涠 10-3-3 井地层水化学成分分析数据表（单位：mg / l）

油组	$K^{+}+Na^{+}$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^{-}	SO_4^{2-}	HCO_3^{-}	CO_2	总矿化度	水型	pH
Ⅰ	2100.1	107	34.4	1712.7	164.6	2871.5	20.4	7010.7	$NaHCO_3$	8.7
$Ⅲ_{上}$	1504.9	40.1	6.6	947.7	131.7	2297.3	25.5	4953.8	$NHCO_3$	8.1

表 3-6-9 涠 10-3 油田中断块Ⅰ油组原油性质与本断块其余油组比较表

原油性质	Ⅰ油组	其他油组
含硫量（%）	0.2	0.06
饱和压力（kg/cm^2）	156.9	202.4
地饱压差（kg/cm^2）	55	23.1
原始油气比（m^3/m^3）	83.2	143.3
体积系数	1.2998	1.4857
地下原油粘度（mPa · s）	1.121	0.514

八、油层温度

涠 10-3 油田的地温梯度与北部湾盆地的地温梯度相同，为 3.6℃ / 100 米。温度与深度关系式为：

$$T=26+0.036H$$

式中 T——温度，℃；

H——深度，m。

用此公式计算涠 10-3 油田各油层温度与试油实测温度误差为 ± 8%，误差不大，说明此公式是可用的。

九、油藏类型及油藏驱动类型

1. 油藏类型

油藏类型属断层复杂化了的断鼻油藏类型，见图 3-6-5 和 3-6-6。断层较多，把油藏切成众多的含油断块。

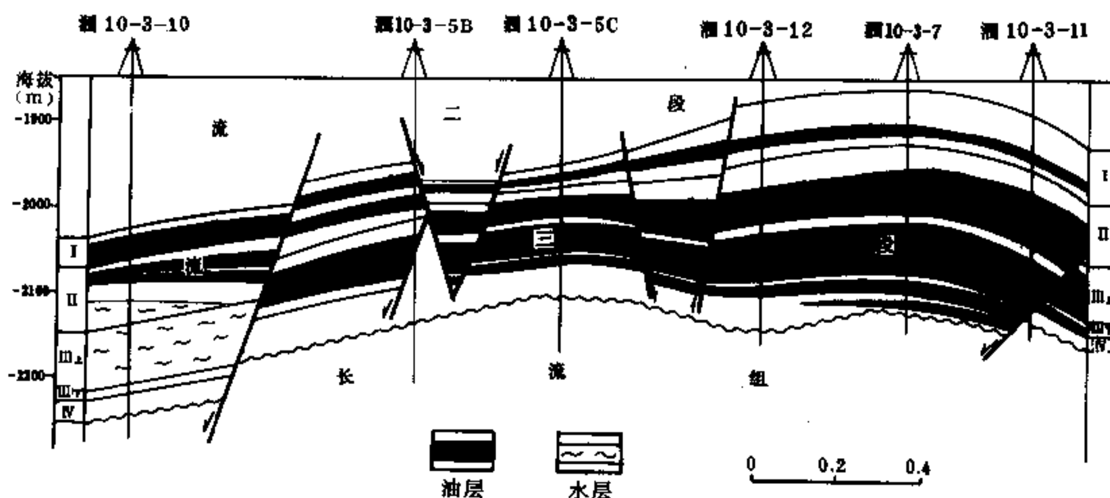


图 3-6-5 涠 10-3-10 等井油藏剖面图

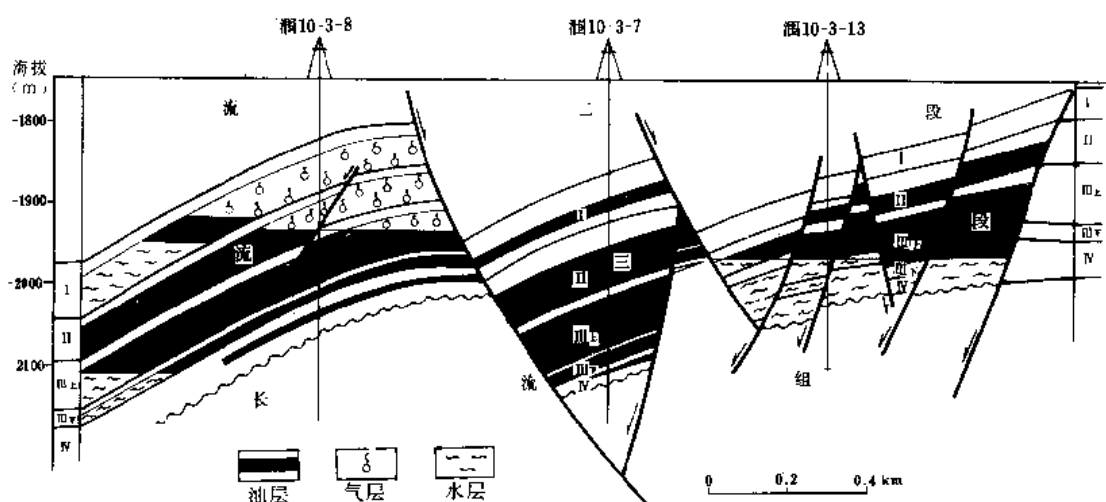


图 3-6-6　涠 10-3-8 等井油藏剖面图

2. 油藏驱动类型

由于断层多，致使油层连通性差，油藏饱和压力高，地饱压差小，地下原油压缩系数小，说明油藏弹性能量差，开采后如果不很快给油藏注水或注气，则油田主要为溶解气驱。从已试采的井来看，井口压力和原油产量随开采时间增加而不断下降，油气比迅速升高，反映了溶解气驱的生产特征。南断块有气顶，故 I 油组为气驱动，Ⅲ油组在涠 10-3-3 井试油中有少量水，可能存在有较弱的水驱。中断块涠 10-3-7 井区的Ⅱ、Ⅲ$_上$油组试采时产量、压力较稳定，可能有弱水驱。

十、原油采出情况

自 1986 年 8 月投入试生产以来，已采出原油 79 万吨、气 22056 立方米，注水 40 万立方米，历年的采油量见表 3-6-10。

表 3-6-10　涠 10-3 油田历年采油量表

年　度	年底生产井号	采　油 (10^4t)	采　气 (10^4m^3)	注　水 (10^4m^3)
1986	涠 10-3-5 涠 10-3-7～10-3-9	15.5536	3545.4	
1987	涠 10-3-5～10-3-12	35.2166	9300.1	
1988	涠 10-3-5～10-3-12	28.4238	9210.5	40.832
合　计		79.1940	22056	40.832

第二节　涠 11-1 油田

一、简况

涠 11-1 油田位于北部湾盆地涠西南凹陷中部，为一北倾的断鼻构造（见图 3-6-7）。地理位置在东经 108°41′～108°45′30″和北纬 20°46′～20°50′之间，在广西北海市西南 86 公里的海上，水深 38～41 米左右，海水平均温度为 20℃，受台风影响，浪高可

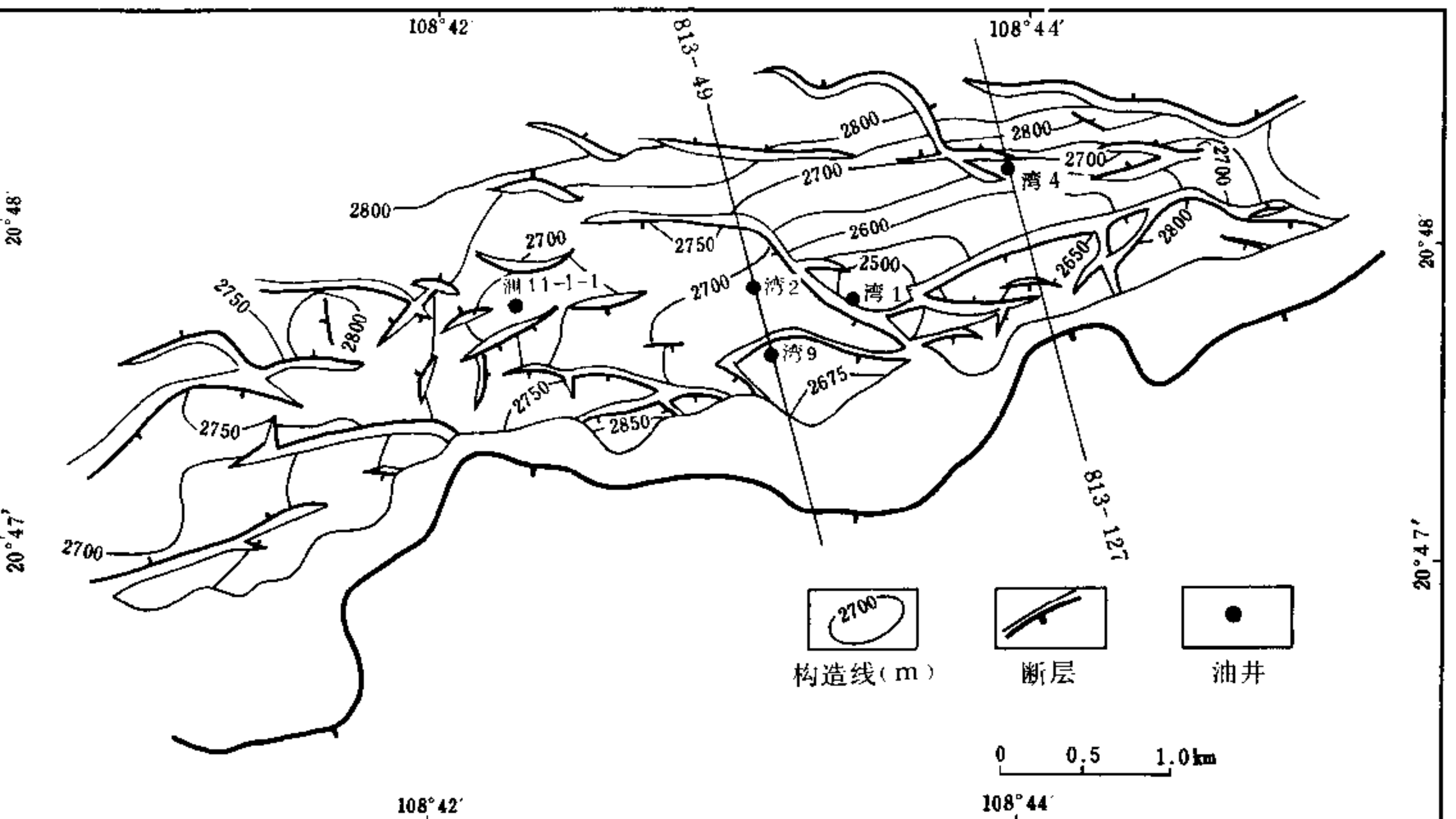


图3-6-7 涠11-1油田流三段Ⅰ油组顶面构造图

达 19.6 米，最大风力可达 12 级以上。

涠 11−1 油田从 1973 年以来，已作过重磁力普查、地震详查，以及二维地震测线 111 条（总长 1049.025 公里，测线距 100 米）。自 1977 至今，已钻井 5 口，即湾 1、2、4、9 和涠 11−1−1 井。总进尺 15979.39 米。其中取芯进尺 282.39 米，芯长 208.7 米，岩芯收获率为 73.9%，试油 5 口井共 19 层次。并进行了各种分析鉴定。

试油结果，单层最高日产油为 109.35 立方米（湾 9 井流三段Ⅳ油组）。测试了角尾组、下洋组、流二段、流三段和石炭系等 5 个层位，只有流三段和石炭系获得较好油气流，而其他层只有油花或少量油流。

二、地层及油层

涠 11−1 油田的地层及油层组划分见表 3−6−11。

1. 油层岩性

油层主要岩性为石英砂岩，少量岩屑石英砂岩和长石石英砂岩。Ⅰ～Ⅲ油组主要为细至中粒砂岩；Ⅳ油组主要为中—粗粒砂岩、细砾岩。分选为中—较差，磨圆度为次圆—次棱角状，泥质胶结为主，少量灰质胶结，胶结物含量一般为 10～20%，胶结中—较疏松，部分较致密，胶结类型主要为孔隙式，其次为孔隙—接触式，接触—孔隙式和基底式。

表 3−6−11　涠 11−1 油田地层、油层组数据表

系	统	组	段	油组	井深 (m)				
					湾 1 井	湾 2 井	湾 4 井	湾 9 井	涠 11−1−1 井
第四系					66.9～97.5	66.4～100	64.7～100	69.8～99.5	69.0～92.0
上第三系	上新统	望楼港组			328.5	329.5	331	334.5	355
	上中新统	灯楼角组			473	502.5	486.5	503	515
	中中新统	角尾组			1108.5	1095	1097.5	1093.5	1114
	下中新统	下洋组			1265	1265	1287.5	1273	1290.5
下第三系	中上渐新统	涠洲组			2052	2032	1836	2103	2091.5
	下渐新统—始新统	流沙港组	一段		2216	2240	2260	2359.5	2119
			二段		2501.5	2698	2629	2699	2671.4
			三段	Ⅰ	2501.5 断缺 ～2547	2698～2759	2926～2708	2699～2763	2671.4 ～2747.4
				Ⅱ	2559.1 未钻穿	2862	2814	2809.6 断缺 2858.6	2852
				Ⅲ		2902.2 断缺 2932	2870		2900
				Ⅳ	未钻穿		2934	2921	2968
							3039.5	2999	3072.5
	古新统 (?)	长流组				3037.5	3129	3053	3382
石炭系						3050.21 未钻穿	3266.05 未钻穿	3702.03 未钻穿	3442 未钻穿

2. 油层沉积相

整个油层段属三角洲沉积，以三角洲平原亚相中的分流河道、支间湾沉积为主。其次是水下分流河道，支间湾和河口坝等沉积。

3. 油层物性特征

(1) 孔隙类型和孔隙度　油层为砂岩层，以粒间孔为主，其次为粒内溶孔和微孔隙。根据三块岩样压汞分析结果，喉道平均半径为3.4～20.1微米，属中—差的孔型。

据流三段213块岩芯样分析，有50%的样品孔隙度小于10%。但油层的有效孔隙度一般在14～18%左右。测井解释的孔隙度在13.5～23.5%之间，一般为16～20%，平均为17.6%。其中Ⅰ油组为17.7%，Ⅱ油组为17.9%，Ⅲ油组为18.9%，Ⅳ油组19.5%。

(2) 油层渗透率　根据187块岩芯样分析，渗透率大多数为数十个10^{-3}二次方微米，最高为333.24×10^{-3}二次方微米。平均为84.68×10^{-3}二次方微米。其中Ⅰ油组为57.2×10^{-3}二次方微米，Ⅱ油组为67.6×10^{-3}二次方微米，Ⅲ油组为66.8×10^{-3}二次方微米；Ⅳ油组为154.5×10^{-3}二次方微米。

总的来说，油层孔隙发育不好，油层物性较差，对储油不利。

4. 含油饱和度

油田内没有进行过油基钻井液和密闭取芯，得不到实际资料。测井解释的含油饱和度一般不高，平均为59%。其中Ⅰ油组为60.6%，Ⅱ油组为50.7%，Ⅲ油组为49.6%，Ⅳ油组为65.2%。

5. 油层组划分

涠11-1油田油层组划分见表3-6-12。

表3-6-12　涠11-1油田油层组数据表

井号	油组 项目	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ	总　计	断　层　说　明
湾2井	顶深（m）	2698	2759	2862	缺失	2698	断点：2733m， 断距：22m， 断失Ⅰ油组部分地层
	底深（m）	2759	2862	2902.2		2902.2	
	地层厚（m）	61	103	40.2		204.2	
	油层厚（m）	8.4①	4.8	0		13.2	
湾4井	顶深（m）	2629	2708	2814	2870	2629	
	底深（m）	2708	2814	2870	2934	2934	
	地层厚（m）	79	106	56	64	305	
	油层厚（m）	5.2	7.0	6.0	20.7	38.9	
湾9井	顶深（m）	2699	2763	2809.6	2858.6	2699	断点：2718m， 断失Ⅰ油组16m； 断点：2776m，断失Ⅱ油组33m； 断点：2806m、断失Ⅱ油组29m。
	底深（m）	2763	2809.6	2858.6	2921	2921	
	地层厚（m）	64	46.6	49	62.4	222	
	油层厚（m）	3.0	0	0	41.8	44.8	
涠11-1-1井	顶深（m）	2671.4	2747.4	2852	2900	2671.4	
	底深（m）	2747.4	2852	2900	2968	2968	
	地层厚（m）	76	104.6	48	68	296.6	
	油层厚（m）	8.4	0	0	0	8.4	

①湾2井Ⅰ油组8.4米油层，其中有5.8米为气层。

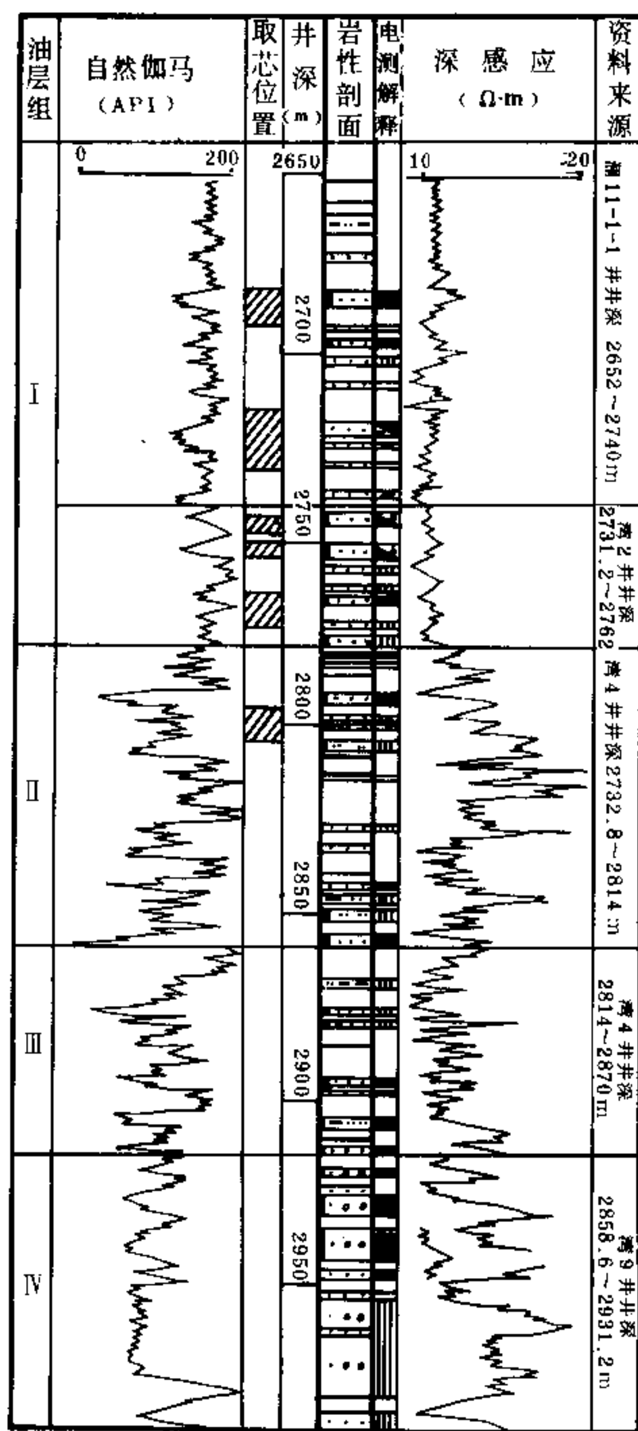


图3-6-8 涠11-1油田流三段油层柱状图

根据生产研究需要，又把油层组划分为若干个小层，并给1~21作为小层号。其中Ⅰ油组有5个小层，Ⅱ油组7个小层，Ⅲ油组5个小层，Ⅳ油组4个小层。

油组的划分主要是根据岩性组合特征和沉积旋回，先划分出油层组，再根据沉积韵律划分小层。4个油层组的划分参看图3-6-8。

油层组划分的结果，其厚度各井不一，Ⅰ油组厚61~76米，Ⅱ油组厚46.6~106米，Ⅲ油组厚40.2~56米，Ⅳ油组厚41.8~68米。见图3-6-9。

三、油田构造特征

涠11-1油田位于2号断层上升盘上，为一短轴半背斜构造，长轴方向为北东东，T_6最大圈闭线为海拔-2750米，长轴为4.9公里，短轴为1.4公里，高点海拔为-2450米，闭合幅度300米，圈闭面积为3.5平方公里。构造北翼陡，地层倾角约20°，东西两端平缓，地层倾角约9°，参见图3-6-7。

构造南边的②号大断层，断距较大，T_6落差达千米，基底落差更大，见图3-6-10。故南部形成深凹陷，成为生油良好区。

断层较多，较大的断层至少有8条，长度约大于1.3公里，断距20~800米；小断层可达数十条，均为正断层。断层发生时间有先有后，有下第三系早期的，亦有下第三系晚期的，有些是边沉积边活动的同生断层。由于断层多，后期断层又把前期断层错开，因此把构造割成许多断块，致使背斜变得更加复杂，见图3-8-11。

四、油层数据

从湾2井等4口井来看，各井油层厚度不一，有的甚至断缺，流三段油层最厚的为44.8米，最薄的为8.4米，见表3-6-13。

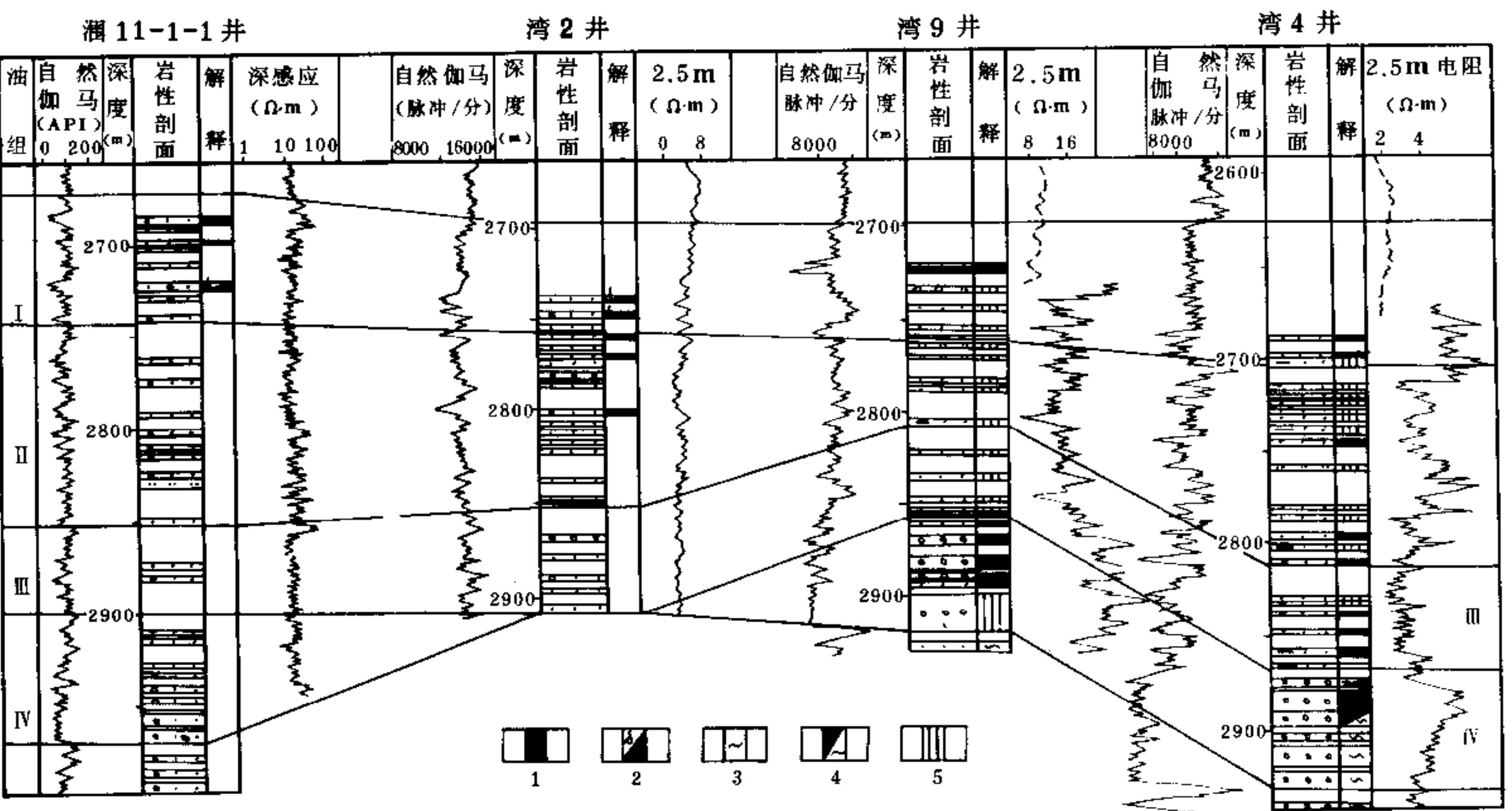
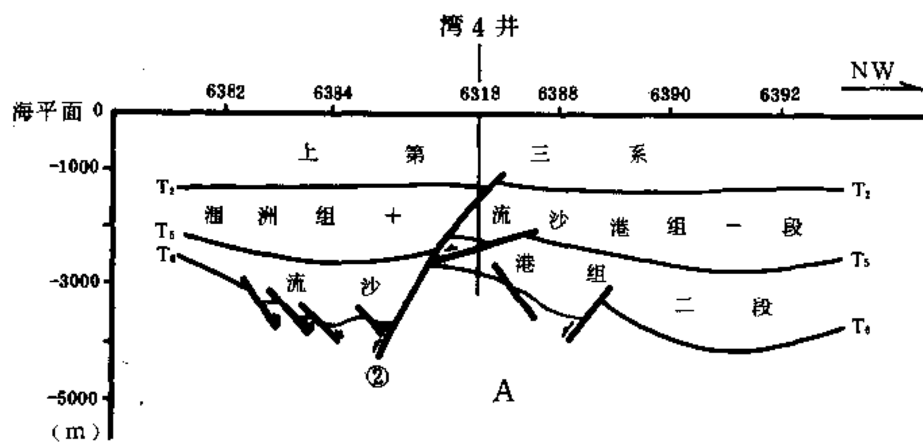


图 3-6-9　涠 11-1 油田流三段油层对比图

1—油层；2—油气层；3—水层；4—油水层；5—干层



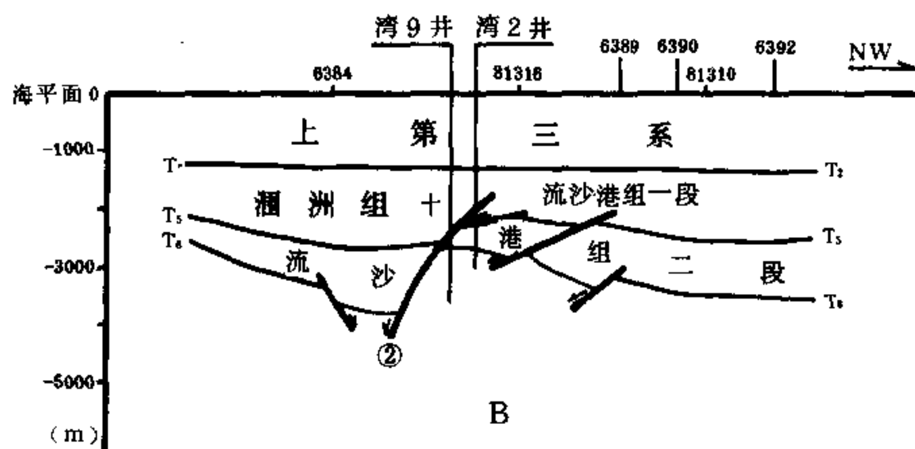


图 3-6-10 涠 11-1 油田地震解释横剖面图

A—813-127 测线；B—813-49 测线

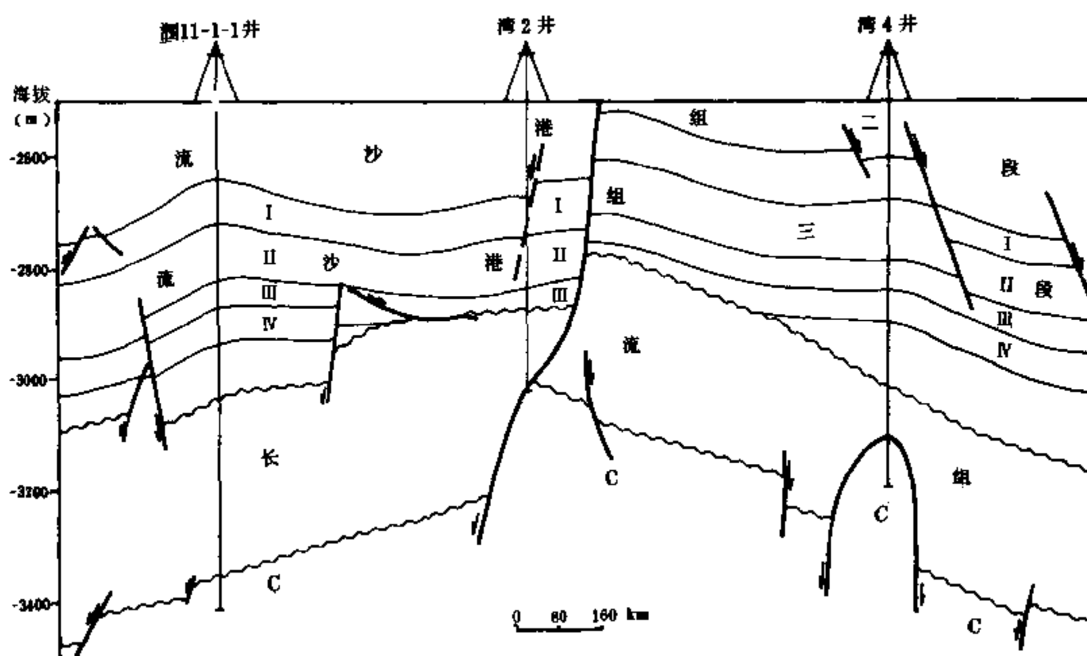


图 3-6-11 涠 11-1 油田流三段—石炭系油藏构造横剖面图

表 3-6-13 涠 11-1 油田各井油层数据表

井号	项目	I	II	III	IV	合 计
湾2井	井段（m）	2733.6～2758.2	2767.8～2800.4			
	层数（个）	4	2	0	0	6
	厚度（m）	8.4	4.8	0	0	13.2
湾4井	井段（m）	2688.2～2700.4	2746.2～2814	2840～2870	2875.4～2897.3	
	层数（个）	2	3	4	4	13
	厚度（m）	5.2	7.0	6.0	20.7	38.9
湾9井	井段（m）	2721.4～2725.6			2862.2～2921	
	层数（个）	2	0	0	8	10
	厚度（m）	3.0	0	0	41.8	44.8
涠11-1-1井	井段（m）	2682.0～2721.6				
	层数（个）	3	0	0	0	3
	厚度（m）	8.4	0	0	0	8.4
总[①]计	井段（m）					
	层数（个）	11	5	4	12	32
	厚度（m）	25.0	11.8	6.0	62.5	105.3

①湾 1 井钻达流三段 I、II 油组，因无电测资料，故其油层情况不明，根据砂样及岩芯录井资料有 13.98 米油层。

五、试油

涠 11-1 油田在所钻的 5 口井中均进行过试油，流三段单层最高日产油量为 109.35 立方米。试油详细情况见表 3-6-14。

六、油、气、水性质

原油性质参见表 3-6-15。

流三段原油属于低含硫的石蜡基原油。原油相对密度总平均为 0.857，但各井有所差别，以湾 1 井和涠 11-1-1 井为最大，达 0.8558～0.8914，而湾 9 井最小为 0.8338。凝固点高达 31～43℃，平均为 36.9℃。含蜡量也高，为 12.13～31.1%，平均为 24.52%。含硫量低为 0.03～0.31%，平均为 0.139%。

油田未取到高压物性资料，没有地下原油性质的数据。

天然气性质，参见表 3-6-16。

表 3-6-14　涠 11-1 油田试油成果表

井号	层位	射孔井段 (m)	射孔层数	射开厚度 (m)	试油结果 (m^3/d) 油	气	水	油气比 (m^3/m^3)	油嘴 (mm)	求产时间 (h : min)	地层压力 (kg/cm^2)	压力系数	备注
湾1井	Ⅰ油组	2412.3 ~2533.69	3	15.2	28.8	9490		329	10	24 : 00			固井出问题，油层部位无水泥，实际为裸眼测试
	下洋—角尾组	994~1108.4	21	98.6			89.6		抽粲 560 米				
湾2井	Ⅰ、Ⅱ油组	2733.6 ~2841.0	12	22.2	35.64	42148		1183	10	31 : 18	318	1.14	
	下洋组	1218.2 ~1251.2	3	9.4					地层测试器	11 : 52	1224	0.99	少量水，无油花
	角尾组	980.8~985.4	1	4.6					地层测试器	6 : 53			少量水
	下洋—角尾组	980.8 ~1251.2	4	14					地层测试器	7 : 18	123.3	1.10	流动 3 小时 14 分，产水 7.43m³ 有油花
湾4井	石炭系	3131.02 ~3326.05	1	裸眼 195.02	93.33	14520	149.45	156	14	50 : 00			因工程事故，未能进行酸化增产
湾9井	石炭系	3055.46 ~3702.03	1	裸眼 646.57	5.85	少量	15.05		探液面		368	1.09	
湾9井	Ⅳ油组	2862.2 ~2922.8	5	46	109.35	12221		112	10	24 : 00	342.8	1.18	
湾9井	流二段	2360~2383.8	2	11.8					封隔器				累计产稠油 1.13m³
涠11-1-1井	Ⅳ油组	2937.5~2968	7	23.5			2.7		全开		355.6	1.20	
	Ⅱ油组	2799.5 ~2814.5	3	8.0	2.74	288	9.19	105	3.97		346.9	1.23	产液微量
	Ⅰ油组	2737.5 ~2739.5	1	2.0	1.56		14.02		全开		321.8	1.17	
	Ⅰ油组	2719 ~2726	1	7.0	3.56	210	5.34	59	6.35		346.6	1.27	
	Ⅰ油组	2681.5 ~2686.5	1	5.0	38.32	2988	0	78			337.9	1.25	

流三段 7 个气样（均为油层伴生气）的分析结果表明，甲烷含量在 68.79~78.1%之间，平均为 74.19%，乙烷以上的总含量大于 25%，气体相对密度 0.723~0.8176，平均 0.7583。但各井之间有差异，湾 1、2 井气相对密度较小（0.723~0.7344）甲烷含量较大；湾 9 井相对密度较大（>0.8），甲烷含量相对较小。

七、油藏压力

油田测压资料较少，涠 11-1-1 井压力系数为 1.25，湾 2 井为 1.14，平均为 1.19，略高于正常静水柱压力。

八、油层温度

根据 3 口井 6 次测试所测得井底温度统计，流三段油层温度求得相关公式为：

$$T=47.55+0.028H$$

式中　T——温度，℃；

　　H——海拔深度，m。

如果油层中部海拔为−2758 米，则温度为 124.8℃。

九、油藏驱动类型

油田没有系统的试采资料，其驱动类型只能根据现有的资料进行预测。

涠 11−1 油田因试油气量较大，原油相对密度较小，含油面积小，又多断层影响，所以天然驱动能量主要是弹性和溶解气驱。

因为面积小，断层多，阻挡了水的推进。加上油层物性较差（平均渗透率为 84.68×10^{-3} 二次方微米），水推进缓慢，水驱能量小。

十、油层评价

根据①油层物性差，油气产量低；②断层多，断块多，油水关系复杂。涠 11−1 油田虽有一定储量，但产油能力较差。

十一、石灰岩古潜山油藏

除湾 1 井外，油田其余 4 口井均钻入古潜山石灰岩，其中以湾 9 井钻遇石灰岩地层最厚，达 649.03 米。

表 3−6−15　涠 11−1 油田原油分析数据表

井号	油层组	井段 (m)	相对密度	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	沥青质含量 (%)	胶质含量 (%)	含硫量 (%)	初馏点 (℃)
湾1井	Ⅰ	2501.5～2543	0.8668	7.4	42	25.44	2.28	9.18	0.116	122
		2501.5～2543	0.8672	7.15	43	30.1	1.12	10.52	0.207	87
涠11−1−1井	Ⅰ	2681.5～2686.5	0.8914	84.46	38	24.7	5.4	11.28	0.31	
		2719～2726	0.8612	19.97	34	24.98	3.22	7.42	0.22	
		2737.5～2739.5	0.8569		38	31.1	7.08	4.28	0.16	
湾2井	Ⅰ+Ⅱ	2733.6～2841.0	0.8145	3.29	31	13.72	2.92	3.28	0	
湾9井	Ⅳ	2862.2～2892.4	0.8344	5.49	31	19.58	1.38	2.76	0.04	96
		2862.2～2922.8	0.8332	4.68	31	18.21	1.06	3.30	0.01	86
各井平均					36	23.48	3.06	6.57	0.133	

表 3−6−16　涠 11−1 油田天然气化学成分分析数据表

井号	油层组	井段 (m)	CH_4 (%)	C_2H_6 (%)	C_3 (%)	iC_4 (%)	nC_4 (%)	iC_5 (%)	nC_5 (%)	N_2 (%)	CO_2 (%)	O_2 (%)	相对密度
湾2井	Ⅰ+Ⅱ	2733.6～2841.0	74.41	12.32	5.02	0.68	1.10	微	微	1.57	4.63	0.27	
		2733.6～2841.0	74.86	11.5	5.28	0.81	1.25	微	微	1.59	4.28	0.34	
		2733.6～2841.0	73.2	13.10	4.74	0.72	1.03	微	微	2.76	3.77	0.68	
湾9井	Ⅳ	2862.2～2892.4	68.89	12.84	7.07	0.77	1.81	微	微	0.27	8.35	0.27	0.8087
		2862.2～2922.8	68.69	12.35	7.47	0.88	2.10	0.54	0.61	0.26	7.10	0.26	0.8264

4口井石灰岩段总进尺818.79米，其中取芯进尺84.42米，芯长35.03米，取芯平均收获率为41.5%，试油2口井5层次。

石灰岩时代为石炭系。岩性为灰、深灰、褐灰色泥晶—微晶灰岩、生屑亮晶灰岩、生屑藻砂屑灰岩和砾屑灰岩等，夹少量白云岩。

湾2井石灰岩见黄色荧光显示，湾4井裸眼测试日产油93.33立方米、产气14520立方米；湾9井见荧光和油迹，试油日产原油5.85立方米和水15.05立方米。

电测解释结果，湾9井有油层2层总厚6.8米（3264～3267.4米、3280.6～3284.0米），湾4井有气层1层厚3米（3140.6～3143.6米），油气层4层共8.8米（3184.4～3186.4、3187.6～3189.6、3192～3195、3201～3202.8米）。

石灰岩储油物性很差，做了5块岩芯分析，孔隙度小于2%，渗透率小于$\times 10^{-3}$二次方微米。

由于石灰岩含油情况不清，各参数不可靠，粗略估算了地质储量约为数百万吨。

第三节　涠11-4油田

一、简况

涠11-4油田位于广西北海市西南103公里的海上，即东经108°38′～108°44′、北纬20°39′～20°42′，水深43米左右。

构造位置处于北部湾盆地涠西南凹陷南部，是一披覆背斜构造。

地震工作先作了4×4公里普查，后做了0.75×1公里高分辨率地震详查，共作高分辨率地震测线35条，总长843公里，面积6×10平方公里。

该油田已钻井4口，井深最大为1501.69米，总进尺5233.38米，其中取芯进尺177.58米，芯长133.78米，取芯收获率为75.34%。对所取岩芯、水样、油样均作了相应的分析。

试油工作为4口井8层次，4口井均见到油流，单层最高日产油276立方米（涠11-4-A_1井的967～980米井段）。

二、地层及油层

涠11-4油田是一上第三系不整合在变质岩基底隆起之上的披覆构造；湾5井于1127.5米见到基岩。上第三系各组均有，但下洋组下部可能有缺失。

地层及油组数据见表3-6-17。

1. 油层层位及油组划分

油层为上第三系中中新统角尾组厚层海相砂岩，根据沉积旋回和含油情况，分为三个油组，但第Ⅲ油组油气显示不好，很少研究，各井油组变化情况见图3-6-12。

2. 油层岩性

油层为海相浅灰，微绿灰色细粒微含海绿石的长石石英砂岩，局部为中粒砂岩。Ⅰ油组砂岩底部有含砾粗砂岩。砂岩成分以石英为主，约占70～85%，次为长石，占10～20%。岩屑一般小于10%，岩屑成分主要为变质岩和花岗岩，少量喷发岩和沉积岩。Ⅰ油组的砂岩含泥质条带或泥砾，而Ⅱ油组砂岩含泥质很少，较纯净，见图3-6-13。

Ⅱ油组砂岩以细粒为主，粒度中值一般为0.13～0.16毫米。分选系数为1.1～1.2，磨圆度为次圆至次棱角状。

表 3-6-17 涠 11-4 油田地层及油组划分数据表

系	统	组	段	油组	湾 5 井	涠 11-4-1 井	涠 11-4-A_1 井	涠 11-4-E_1 井
上第三系	上新统	望楼港组			374	401		
	上中新统	灯楼角组			572.5	608	564	596
	中中新统	角尾组	一		815	796	797	845.5
			二					
				Ⅰ	913.2～975	918.2～985.2	882～961.6	915.4～994.8
				Ⅱ	975～1030	985.2～1033.6	961.6～1015	994.8～1050
			三	Ⅲ				
					1127.5	1129	1104	1080（未穿）
	下中新统	下洋组			缺失	1245	1163	
下第三系					缺失	缺失	缺失	
前第三系变质岩					1501.69（未钻穿）	1462（未钻穿）	1189.69（未钻穿）	

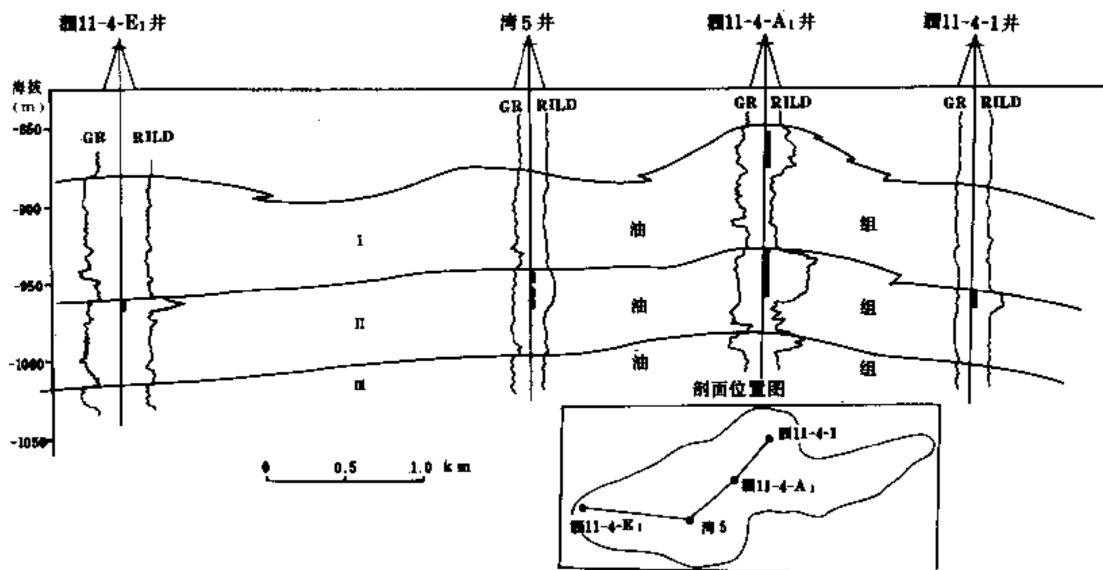


图 3-6-12 涠 11-4 油田涠 11-4-E_1 等井角尾组油组对比图

Ⅱ油组砂岩的胶结物主要是方解石和白云石及少量硬石膏，胶结物分布不均匀，常成斑块状分布。在斑块内，物性差，含油性差，斑块外的砂岩，胶结物少，物性好，含油性好。

3. 油层沉积相

Ⅰ油组资料少，未进行沉积相研究。

Ⅱ油组砂岩顶底面都可见到冲刷面、雨痕、龟裂等，说明是在较浅水的环境下沉积的，根据沉积特征及地理环境分析，砂体是属于滨海浅滩背景上的前滨沙坝沉积。

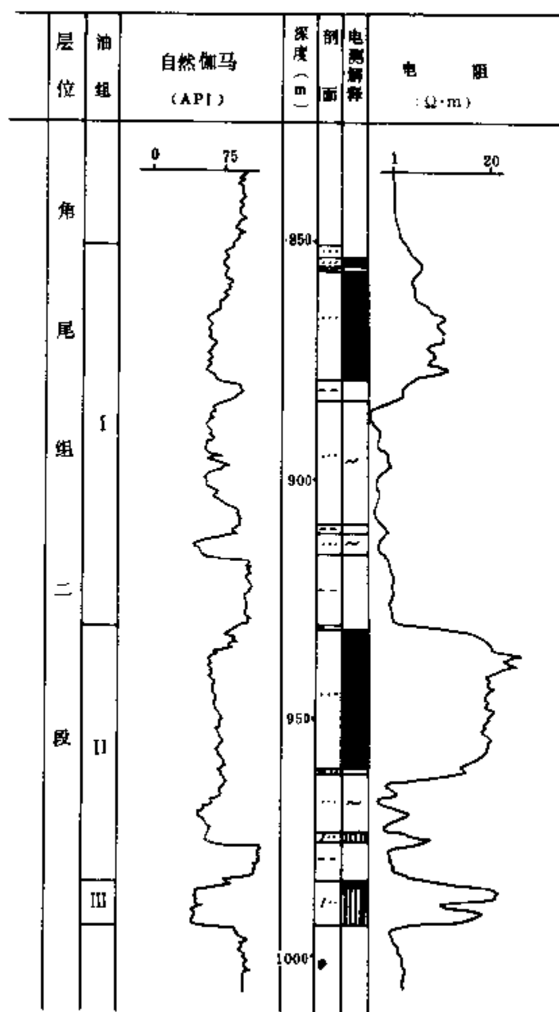


图 3-6-13 涠 11-4 油田涠 11-4-A$_1$ 井油层柱状图

4. 油层物性特征

(1) 孔隙类型 Ⅱ油组砂岩以次生溶孔为主（一般是粒间溶孔），其次是原生粒间孔。

(2) 孔隙度 Ⅰ油组缺少取芯资料，根据电测解释，油层孔隙度为 24.2~30.9%，平均为 27.6%。

根据岩芯资料分析，Ⅱ油组平均为 26.8%。

(3) 渗透率 Ⅰ油组为 651×10^{-3}~1499×10^{-3} 二次方微米，平均为 1029×10^{-3} 二次方微米。

Ⅱ油组为 20×10^{-3}~2960×10^{-3} 二次方微米，平均为 1234×10^{-3} 二次方微米。

总的看来，储油物性是良好的。

5. 含油饱和度

Ⅰ油组为 42.7~53.9%，含油饱和度较低，Ⅱ油组为 67.1~79.2%，含油饱和度较高。

6. 油层组划分

油层组划分主要根据涠 11-4-A$_1$ 井。该井Ⅰ、Ⅱ油组均有油层，其他只有Ⅱ油组有油层。Ⅲ油组是一薄砂层，只有涠 11-4-A$_1$ 井见到差油层。在Ⅰ、Ⅱ油组之间，有一泥岩隔层，厚 11~18.3 米，分布稳定，油田上所钻 4 口井均已见到，这泥岩暂时划归Ⅰ油组。Ⅱ、Ⅲ油组之间亦有一泥岩隔层，厚 6~11 米，4 口井均有分布，此泥岩暂时划归Ⅱ油组。由于角尾组二段底界划在此泥岩顶界，故Ⅱ油组的砂岩属角尾组二段，而Ⅱ油组的底部泥岩属角尾组三段。

三、构造特征

涠 11-4 油田是在古生界变质岩基底隆起上发育起来的上第三系披覆构造（见图 3-6-14）。

构造圈闭线为 900 米，有东西两个圈闭，东圈闭长 7 公里，宽 2 公里，面积 9.5 平方公里；西圈闭面积小，仅 0.9 平方公里。

构造走向约 NE70°，倾角北翼陡，一般 2°，最大 6°；南翼缓，一般 1°，最大 3°。

构造闭合幅度约 35 米。

构造范围没有断层切割，因此构造很简单，油水关系单一，各井油水界面深度基本一致。

四、油层数据

油层数据见表 3-6-18。

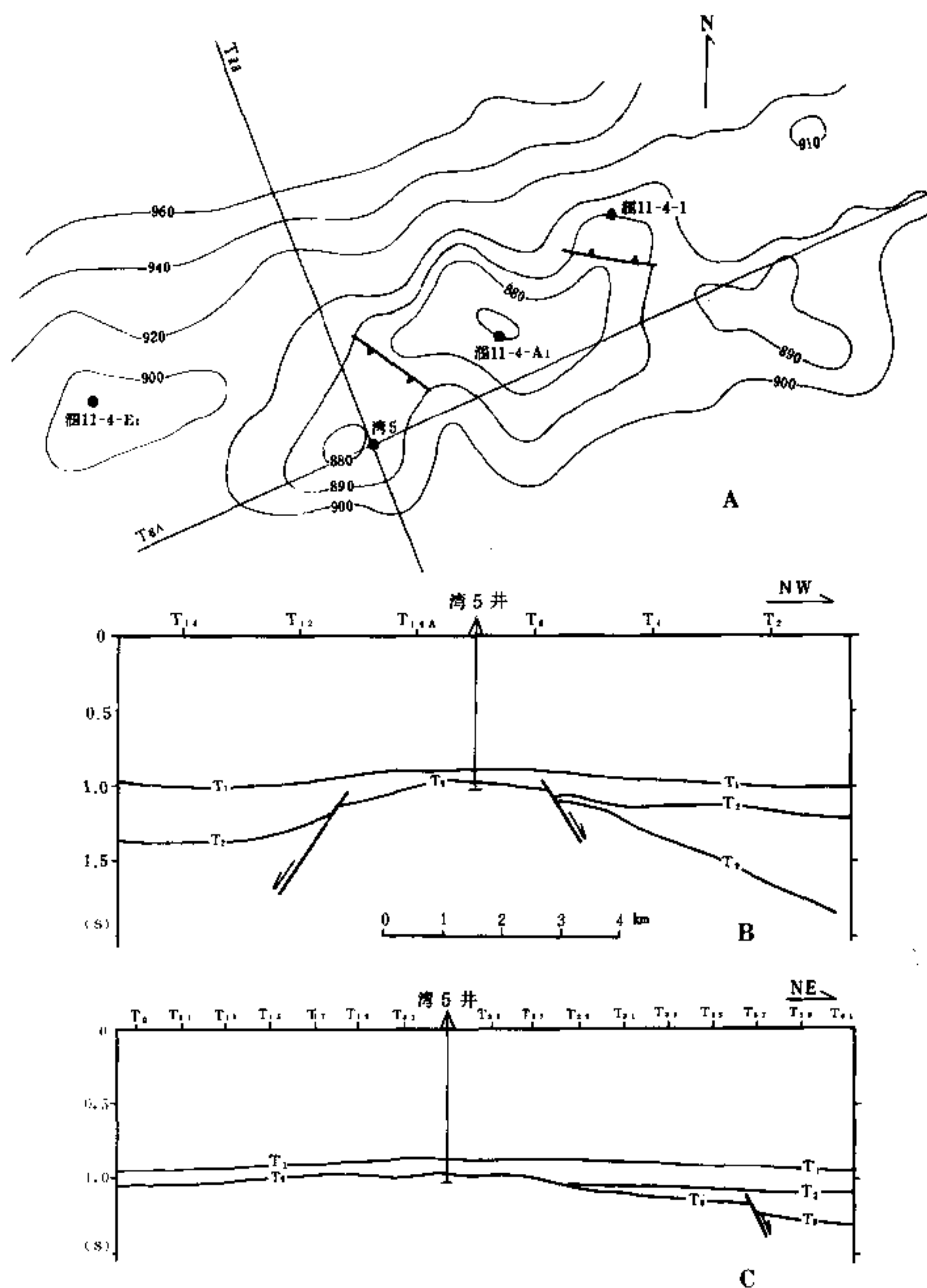


图 3-6-14　涠 11-4 油田角尾组二段油层构造图

A—顶面构造图，等值线单位为米；B—T_{23} 测线横剖面图；C—T_{8A} 测线横剖面图

从表中可以看出，涠 11-4 油田主要是Ⅱ油组含油，而Ⅰ油组只有涠 11-4-A_1 井含油。Ⅲ油组只在涠 11-4-A_1 井见到 1.9 米差油层，经试油产油量很低，测试求产 12 时 20 分，折算日产油量 1.1 立方米，无商业价值。

五、试油

涠 11-4 油田的 4 口井共试油 8 层次，其中Ⅰ、Ⅲ油组各试 1 层次，Ⅱ油组试 6 层次，测试结果单层最高日产油量为 276 立方米。试油详细情况见表 3-6-19。

表 3-6-18　涠 11-4 油田各井油层数据表

井号	项目＼油组	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	合计
湾 5 井	井段(m)		976.6～999.0		
	厚度(m)		17.4		17.4
涠 11-4-1	井段(m)		985.2～997.1		
	厚度(m)		11.9		11.9
涠 11-4-A_1	井段(m)	893.8～909.6	962.5～992.5		
	厚度(m)	15.8	30		45.8
涠 11-4-E_1	井段(m)		995.5～1001		
	厚度(m)		5.5		5.5
总　计	井段(m)				
	厚度(m)		64.8		80.6

六、油、气、水性质

1. 原油性质

(1) 地面原油性质　Ⅰ油组为高密度、高粘度、高含蜡和高凝固点的原油。

Ⅱ油组原油性质在东圈闭与西圈闭不大一致，东圈闭 3 口井原油平均相对密度为 0.8863，粘度为 22.83 毫帕秒（50℃时），含蜡量为 17.57%，凝固点为 31℃，含硫量为 0.17%。而西圈闭（涠 11-4-E_1 井）原油相对密度为 0.9202，粘度为 44.61 毫帕秒（5℃时），含蜡量 5.48%，凝固点为-28℃，含硫量为 0.3%。东西两圈闭比较，西圈闭原油密度高、粘度高、含蜡量和凝固点低。含硫量两地区均很低。形成东西圈闭原油性质差异的原因，目前尚未研究清楚。

地面原油性质详细情况见表 3-6-20。

(2) 地下原油性质　油田内目前仅有 2 个高压物性分析样，是涠 11-4-A_1 井的Ⅰ、Ⅱ油组。地下原油性质的特点是饱和压力低（1.94～3.7 千克／厘米^2），体积系数小（1.040～1.055）和油气比低 1.0～3.6 米^3／吨。数据见表 3-6-21。

2. 天然气性质

该油田取得天然气样 5 个，但取样条件不同，其分析数据差别很大，详见表 3-6-22。

3. 地层水性质

只有涠 11-4-E_1 井取到较可靠的地层水样，水型为氯化钙型，详见表 3-6-23。

七、油层压力

Ⅰ、Ⅱ油组的油层压力都属正常压力，压力系数为 1.01。Ⅱ油组油藏中部海拔为-960 米，地层压力为 99.2 千克／厘米^2。

八、油层温度

Ⅰ、Ⅱ油组均属正常地温。Ⅰ油组在海拔-775.9 米，温度为 68.9℃，Ⅱ油组在-950 米的温度为 71.15℃。

表 3–6–19　湄 11–4 油田各井测试成果表

井号	层位[①]	射孔井段 (m)	油层厚度 (m)	射开厚度 (m)	油嘴 (mm)	求产时间 (h : min)	日产量 (m^3) 油	日产量 (m^3) 气	日产量 (m^3) 水	累积产量 (m^3) 油	累积产量 (m^3) 气	累积产量 (m^3) 水	井口压力 (kg/cm^2)	井底压力 (kg/cm^2) 地层/深度(m)	井底压力 (kg/cm^2) 流动/深度(m)	采油指数	温度(℃) 井口	温度(℃) 井底/深度(m)	备注
湾 5 井	Ⅱ	975～998	17.4	23	自溢	3 : 30	97.8	微		14.3			0	93.2/950				69.5/950	
湄 11–4–1	Ⅱ	986～993	11.1	7	反循环	1 : 00	62.4		24	2.6		1.0		96.0/994		10m³/MPa·d		71.1/947.6	日产量为折算产量
		1015～1020	29.7 (水层)	5	反循环	0 : 40			116			3.3		100.1/1018				67.8/1021.5	
湄 11–4–A_1	Ⅰ	885～910	25.0	25	12.7	12 : 48	179			68.4			2	90.8/893.8	85.5/893.8	33.8	37.0	68.9/806.7	稳定日产量
					泵抽	7 : 45	260			70.0			3		63.0/704		61.5		
	Ⅱ	967～980	30.0	13	12.7	9 : 00	350			111.0			3	97.4/963.6	89.1/963.6	42.2	36.0	71.0	稳定日产量
						3 : 15	276						3.4	97.4/963.6	90.5/963.6	40.0	34.0	876.0	
	Ⅲ	1015～1025	1.9	10	19.05	12 : 20	1.1		0.9	2.8		2.3	0.2	100.9/1004.5	100.7/1004.5	10.0	27.0	71.0/1003	
湄 11–4–E_1	Ⅱ	994.6～998.6	5.5	4	12.7	12 : 3	31.82			16.465			0.2～0.8	97.13/989.7	87.01/989.7	3.1	18.0	73.3/990.9	
		1018～1031	36.6 (水层)	13	水力喷射泵	10 : 30			116			42.2		98.75/1011.1	97.94/1011.1	143.2	29	73.9/1012.3	

①均位于 N_1^2 层。

表 3-6-20 涠 11-4 油田原油分析数据表

井号	取样井深 (m)	层位①	相对密度	动力粘度 (mPa·s)	沥青质 (%)	胶质 (%)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	凝固点 (℃)	闪点 (℃)	初馏点 (℃)
弯5井	975~998	Ⅱ	0.8878	29.71	2.23	6.30	15.33	0.17	31	54.5	102
涠11-4-1井	986~993	Ⅱ	0.8899	23.78	2.92	7.27	21.03	0.17	33		
涠11-4-A_1井	885~910	Ⅰ	0.9048	40.47	2.31	7.72	14.39	0.24	29	100	158
	967~980	Ⅱ	0.8812	14.99	1.88	6.82	16.34	0.18	29	38	104
	1015~1025	Ⅲ	0.8395	5.68	0.67	2.86	21.62	0.075	32	38	88
涠11-4-E_1井	994.6~998.6	Ⅱ	0.9202	44.61	3.93	8.86	5.48	0.3	-28	83	113
3口井②平均		Ⅱ	0.8863	22.83	2.34	6.8	17.57	0.17	31	46.25	113

①均位于 N_1^2 层。

②指涠11-4-5、11-4-1和11-4-A_1。

表 3-6-21 涠 11-4 油田涠 11-4-A_1 井高压物性分析

项目 \ 层位	DST_2	DST_3
取样深度	967~980	885~910
地层原油饱和压力 (kg/cm^2)	3.77	1.94
地层原油粘度 (mPa·s)	5.29	14.1
一次脱气体积系数	1.055	1.040
压缩系数 (kg/cm^2)$^{-1}$	7.65×10^{-5}	7.06×10^{-5}
收缩系 (%)	5.2	3.8
一次脱气油气比 (m^3/t)	3.6	1.0
气体平均溶解系数 [m^3/(m^3·kg·cm^2)]	0.848	0.522
地层原油密度	0.839	0.872
脱气石油相对密度 (20℃)	0.879	0.905
一次脱气气体相对密度	1.5517	1.4024

九、油藏驱动类型

Ⅰ油组油藏为一厚度达50~67米的块状砂岩，砂岩顶部储油，油以下为水，属底水油藏。砂岩物性好，含油面积小，而砂岩分布面积很大，水体体积比油体大数十倍以上，属于底水驱动油藏。

Ⅱ油组油藏，其砂岩分布范围不太大，略大于构造圈闭范围，并且砂岩四周可能有泥岩包围，属于封闭性砂体，油藏处于砂体上半部，底水体积约相当于含油体积的4~5倍。因此，底水能量是不大的，油藏主要驱动类型属地层弹性驱动。

表 3-6-22　涠 11-4 油田天然气分析表

井号	层位[①]	取样井段(m)	N_2(%)	CO_2(%)	C_1(%)	C_2(%)	C_3(%)	iC_4(%)	nC_4(%)	iC_5(%)	nC_5(%)	C_{6+}(%)	相对密度	备注
湾5井	II	975～998	2.25	0	55.05	4.98	15.85	4.25	9.32	4.65	3.65	0	1.1121	罐头样
涠11-4-A1井	I	885～910	47，04	13.89	2.16	7.46	7.01	6.71	3.46	5.55	0.5	6.22	1.4024	高压物性样（一次脱气）
	II	967～980	4.83	3.7	3.75	26.54	29.97	10.87	9.77	5.14	1.54	3.88	1.5517	高压物性样（一次脱气）
涠11-4-E1井	II	994.6～998.6	1.28	1.17	87.51	0.93	3.99	1.28	2.17	0.73	0.48	0.46	0.6884	试油井口取样
	II	994.6～998.6	1.821	1.26	86.86	0.97	3.9	1.26	2.17	0.75	0.5	0.51	0.6910	试油井口取样

①均位于 N_1^2 层。

表 3-6-23　涠 11-4 油田地层水分析表

井号 \ 项目	层位[①]	取样井段(m)	阳离子(mg/l)						阴离子(mg/l)					总矿化度(mg/l)	pH值	水型
			K^++Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Ba^{2+}	Fe^{3+}	总值	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}	总值			
涠11-4-E1井	II	1018～1031	9757	671	547	7	7	10989	16819	1152	293	0	18264	29253	6.74	$CaCl_2$
	II	906	9658	691	531	14	2	10896	16720	1043	311	0	18074	28970	6.44	$CaCl_2$

①均位于 N_1^2 层。

十、油层评价

Ⅱ油组油层物性好，油层单层厚度大，层位在垂向和横向上都互相连通，油藏埋藏浅，构造简单，油水界面清楚，这些都是有利于开发的条件。

第四节　涠 12-3 含油构造

一、简况

涠 12-3 含油构造位于北部湾涠洲岛西南 33 公里、涠西南凹陷的东南部边界内，与企西凸起相邻。在东经 108°58′～109°02′，北纬 20°45′～20°48′之间。平均水深 35 米左右。构造圈闭面积约 7.1 平方公里，1+2+3 级含油面积 5.55 平方公里。构造高部位缺失流沙港组及涠洲组，含油层为涠洲组砂岩。

该构造地震测网密度为 500×1000 米，已钻井 3 口，其中只有涠 12-3-1 井获得油流，日产油 135.2 立方米，油层厚 10.1 米，井深 1409～1419.1 米。

3 口井总进尺 4812.64 米，其中取芯进尺 40.5 米，芯长 34.9 米，平均收获率 86.2%，井壁取芯共 100 颗。

3 口井中有 2 口井进行了试油，共试油 3 层，其中 1 层为油层，2 层为水层。

二、地层及油层

涠 12–3 构造地层及油层数据见表 3–6–24。

表 3–6–24　涠 12–3 含油构造地层及油层数据表

<table>
<tr><th>界</th><th>系</th><th>统</th><th>组</th><th>涠 12–3–1 井
井深（m）</th><th>涠 12–3–2 井
井深（m）</th><th>涠 12–3–3 井
井深（m）</th></tr>
<tr><td rowspan="9">新生界</td><td rowspan="4">上第三系</td><td>上新统</td><td>望楼港组</td><td>345.5</td><td>333</td><td>331</td></tr>
<tr><td>上中新统</td><td>灯楼角组</td><td>563.5</td><td>562.5</td><td>550</td></tr>
<tr><td>中中新统</td><td>角尾组</td><td>1066</td><td>1065</td><td>1060.5</td></tr>
<tr><td>下中新统</td><td>下洋组</td><td>1322.5</td><td>1387.5</td><td>1351.5</td></tr>
<tr><td rowspan="5">下第三系</td><td>上一中渐新统</td><td>涠洲组</td><td>1420</td><td>1662</td><td>1509</td></tr>
<tr><td rowspan="3">下渐新统
|
始新统</td><td>流沙港组一段</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>流沙港组二段</td><td></td><td>1692</td><td></td></tr>
<tr><td>流沙港组三段</td><td></td><td>1741</td><td></td></tr>
<tr><td>古新统</td><td>长流组</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>中生界</td><td></td><td></td><td>花岗岩</td><td>1490
未钻穿</td><td>1786.24
未钻穿</td><td>1536.4
未钻穿</td></tr>
<tr><td colspan="4">油层顶界深度（m）</td><td>1409</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="4">油层底界深度（m）</td><td>1419.1</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="4">油层厚度（m）</td><td>10.1</td><td>0</td><td>0</td></tr>
<tr><td colspan="4">油层数（个）</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr>
</table>

1. 地层岩性

望楼港组：灰色、灰黄色砂砾岩夹砂质泥岩，滨浅海沉积。

灯楼角组：灰黄色砂岩，砂砾岩夹浅灰色泥岩，属滨海沉积，厚 218～229.5 米。

角尾组：灰色泥岩夹薄层砂岩，属浅海相沉积，厚 502～510.5 米。

下洋组：上部为绿灰色块状粗砂岩，砾状砂岩夹灰色泥岩，下部为灰色泥岩，灰白色砂岩、砂砾岩互层，厚度 256.5～322.5 米。

涠洲组：灰色、杂色、棕红色泥岩与灰白色砾状砂岩、砂砾岩互层，厚 97.5～157.5 米。

流沙港组：厚 0～79 米，为灰色泥岩与灰白色砂岩、砂砾岩。

2. 油层岩性

涠洲组油层岩性为褐灰色含砾砂岩（见图 3–6–15），岩石粒度下粗上细，分选性较好，颗粒为次棱角状，颗粒成分主要为岩屑，含量达 54～77%，还有少量长石、石英。胶结物主要为水云母和杂基。

本构造取芯情况见表 3–6–25 及表 3–6–26。

三、涠 12–3 含油构造特征

从油层顶面构造图（图 3–6–16）上看，该构造是一北倾的断鼻构造，在构造最高部位涠洲组及流沙港组缺失，上第三系直接覆盖在花岗岩之上。

四、试油

涠 12–3 含油构造试油情况见表 3–6–27。

油层对比：涠 12–3–1 井的 1409～1420 米油层相当于涠 12–3–2 井的 1518～1549 米，相当于涠 12–3–3 井 1457～1465.4 米。但在涠 12–3–2 和 12–3–3 井此层均为水层，只在涠 12–3–2 井 1533～1534 米见到 1 米厚的油斑砂岩（见图 3–6–17）。

五、储油层物性

1. 孔隙度

根据电测资料解释，涠 12–3–1 井 1409～1419.1 米（油层），最大孔隙度为 31.4%，最小为 24.8%，平均为 28.2%。对涠 12–3–2 井（1529～1540 米）井段的 21 块岩芯样品分析结果，最大孔隙度为 27.21%，最小为 9.58%，平均为 20.6%。对涠 12–3–3 井 1458.7～1465.3 米井段的电测解释，最大孔隙度为 28%，最小为 15%，平均为 22%。

2. 渗透率

对涠 12–3–2 井 1529～1540 米取芯段作了 21 块孔渗分析，最大渗透率为 296.1×10^{-3} 二次方微米，最小为 0.76×10^{-3} 二次方微米，平均为 69.7×10^{-3} 二次方微米。作了 5 对垂直与水平渗透率分析，结果 $K_{垂直}/K_{水平}=0.53$，即水平渗透率比垂直渗透率约大一倍。

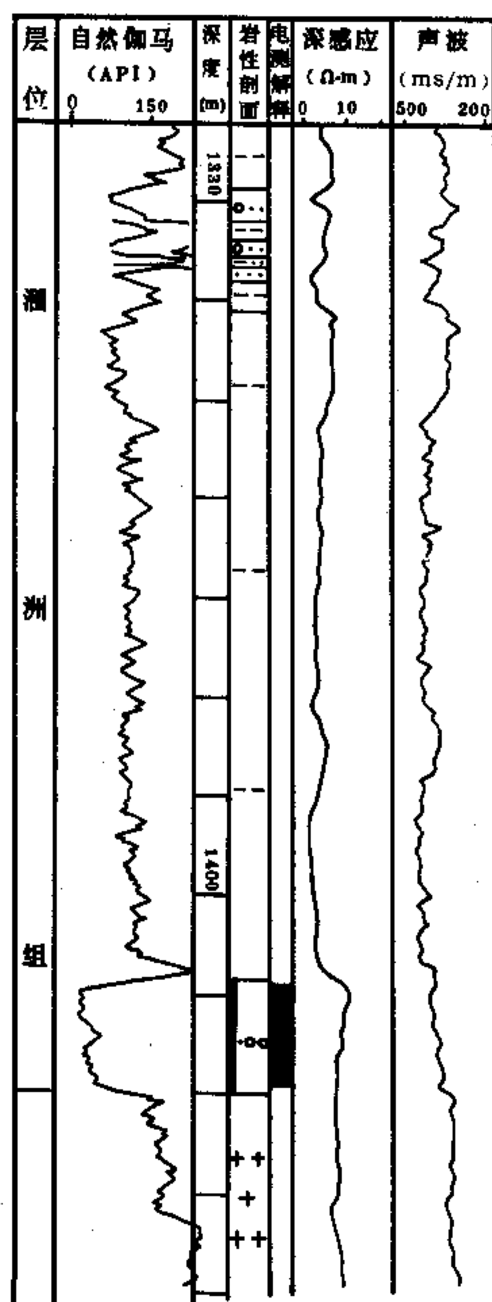


图 3–6–25 涠 12–3 构造涠 12–3–1 井油层位置柱状图

六、流体性质

1. 地面原油性质

地面原油性质参见表 3–6–28。

从表中二个样品的分析结果可以看出，原油具有凝固点高、含蜡量高、含硫量低的特点，密度、粘度略为偏高。地下原油粘度为 2.904 毫帕秒，饱和压力较低，为 17.7 千克／厘米^2，地饱压差较大，达 125.6 千克／厘米^2。

2. 地层水性质

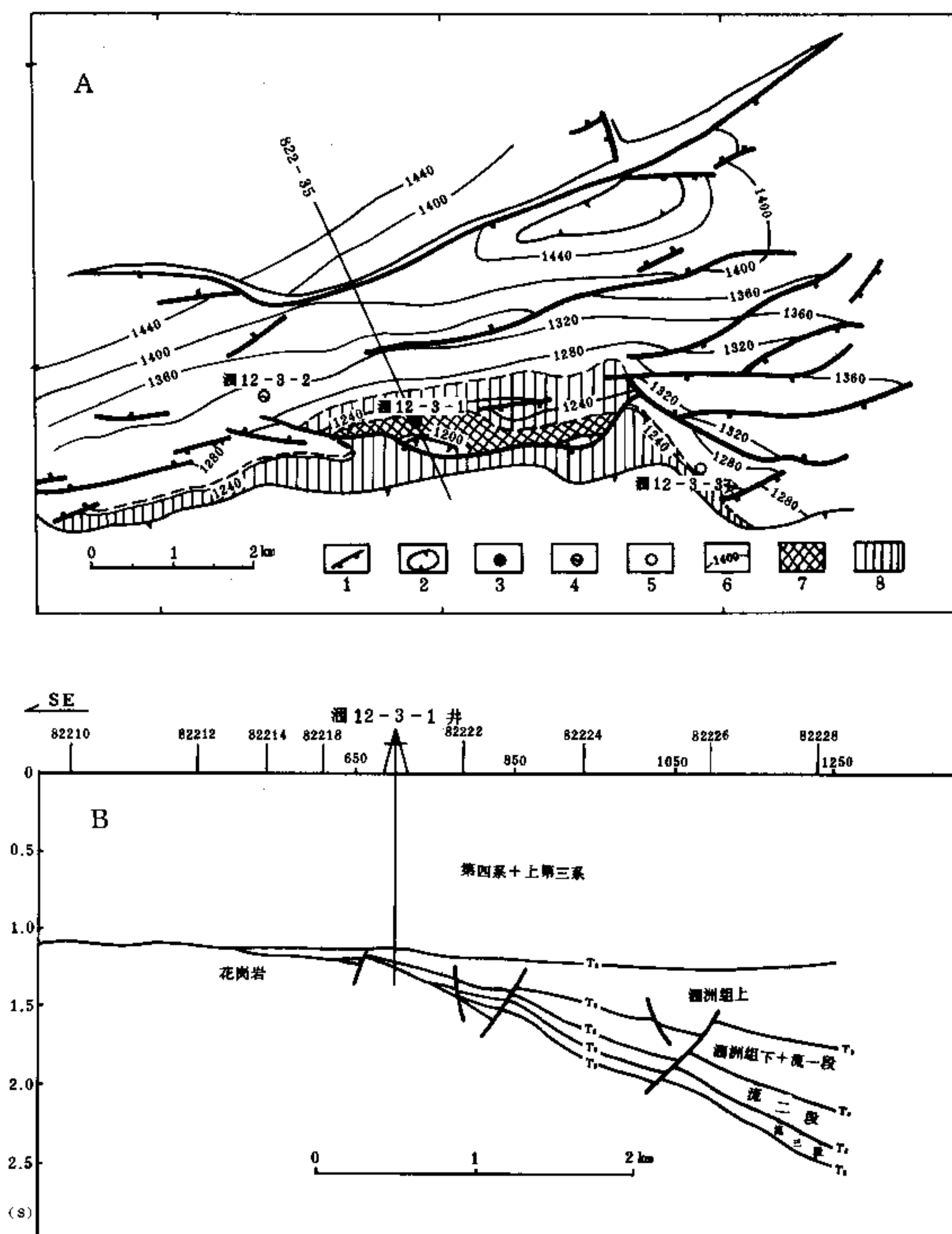


图 3-6-16　涠 12-3 含油构造图

A—油层顶面等 t_0 图；B—地震 822-35 测线横剖面图；
1—断层；2—地层尖灭线；3—油井；4—水井；5—干井；
6—等时线（毫秒）；7—1+2 级含油面积；8—3 级含油面积

表 3-6-25　涠 12-3 含油构造钻井取芯数据表

井　号	井　段 (m)	层　位	取芯进尺 (m)	芯　长 (m)	收获率 (%)
涠 12-3-1	1104～1113	下洋组	9	9	100
	1481～1490	中生界花岗岩	9	8.8	97.8
涠 12-3-2	1529～1540	流一段	11	8	72.7
	1781～1786	中生界花岗岩	5	4.6	92
涠 12-3-3	1466～1472.5	中生界花岗岩	6.5	4.5	69.2
合　计			40.5	34.9	86.2

表 3-6-26　涠 12-3 含油构造井壁取芯数据表

井　号	井　段 (m)	取芯颗数	层　位　岩　性
涠 12-3-1	575～1475.5	30	角尾组基岩
涠 12-3-2	621～1761	44	角尾组基岩
涠 12-3-3	670～1522.6	26	角尾组基岩

表 3-6-27　涠 12-3 含油构造测试数据表

井号	层位	射开井段 (m)	厚度 (m)	产量 (m^3/d) 油	气	水	地层压力 (kg/cm^2)	井温 (℃)	深度 (m)	备　注
涠 12-3-1	涠洲组	1409～1420	11	135.2	0	0	143.3	84.5	1420	用 8mm 油嘴测 8 小时 35 分，流压 128kg/cm^2
涠 12-3-2	涠洲组	1551～1559	8	0	0	153.4	148.8			反循环测试
	涠洲组	1521～1529 1532～1536	12	0	0	129.6	146.1	83.9	1525	反循环测试

表 3-6-28　涠 12-3 构造地面原油分析数据表

井　号	层位	井深 (m)	相对密度	粘度 (mP·s) 50℃	凝固点 (℃)	含硫量 (%)	沥青质含量 (%)	胶质含量 (%)	蜡含量 (%)
涠 12-3-1	涠洲组	1409～1420	0.8554	8.33	30	0.10	3.96	5.75	18.85
			0.8616	10.53	32	0.12	3.51	5.45	22.28
平　均			0.8585	9.43	31	0.11	3.74	5.60	20.57

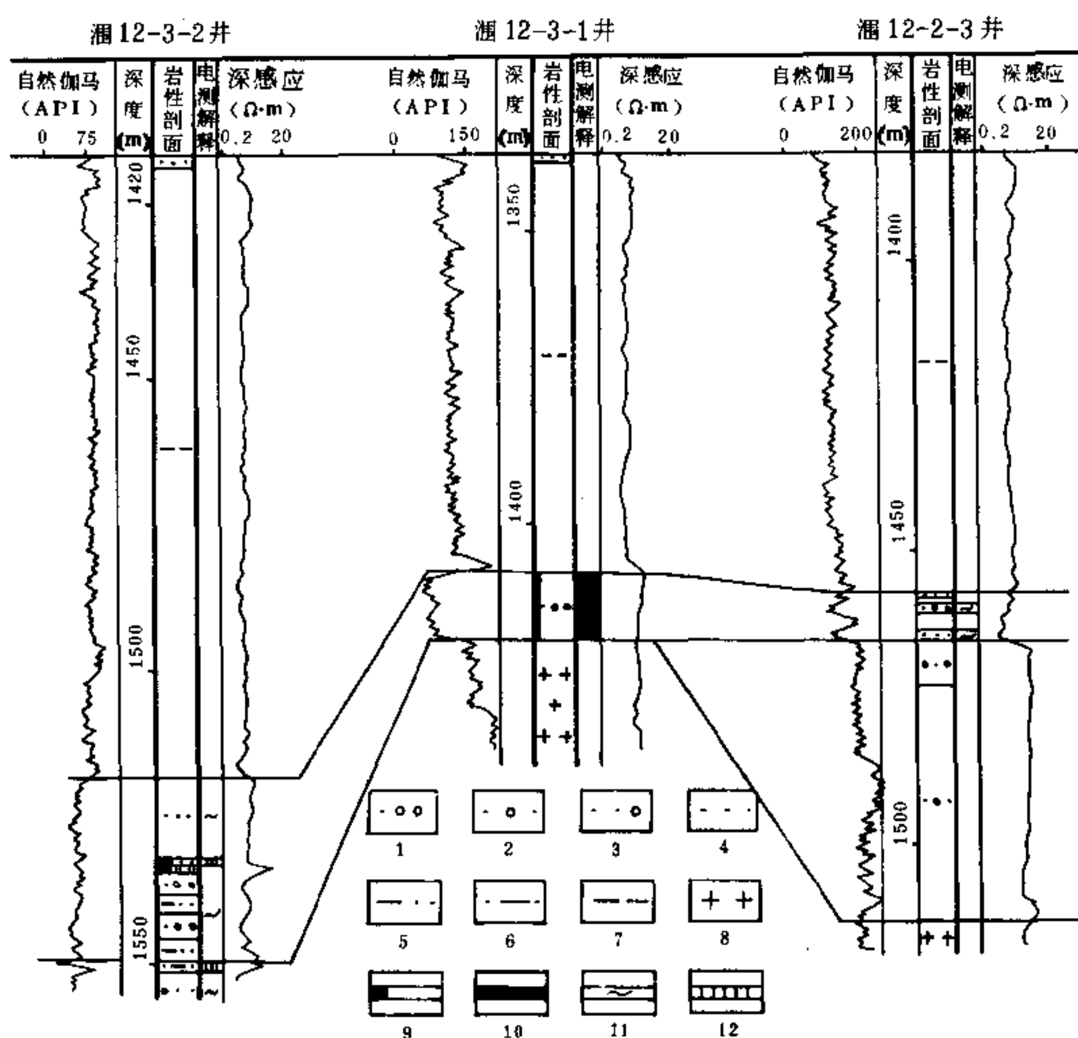


图 3-6-17 涠 12-3 构造油层对比图

1—砂质砾岩；2—砂、砾岩；3—含砾砂岩；4—砂岩；5—泥质砂岩；6—砂质泥岩；

7—泥岩；8—花岗岩；9—油斑、油迹；10—油层；11—水层；12—干层

地层水性质见表 3–6–29。

涠 12–3–1 井的水分析样品是以油罐下部取得的，其余 2 口井是用地层测试器所取，各水样的总矿化度数据都比较接近，相差不大。

表 3–6–29 涠 12–3 构造地层水分析数据表

井号	涠 12–3–1 井			涠 12–3–2 井		涠 12–3–3 井
取样深度（m）	1409.5～1420	1412	1416.2	1525.5	1551～1559	1463
层　位	涠洲组					
总矿化度（mg／l）	43792.68	44699.1	44449.6	45261.3	46916.5	43200
水　型	$NaHCO_3$	$NaHCO_3$	$NaHCO_3$	Na_2SO_4	$CaCl_2$	Na_2SO_4

第五节　乌 16–1 含油构造

一、概况

乌 16–1 构造位于北部湾盆地乌石凹陷东部，东距雷州半岛海康县乌石港 20 公里，是一个离陆地较近的含油构造。构造的经纬度范围为东经 109°32′～109°42′，北纬 20°27′～20°36′。构造范围内水深 20～30 米，该区受台风影响，最大风力可达 12 级以上，浪高 10 余米，各项作业时应予注意。

1975 年以前所做的地震工作是，地质部第二海洋地质调查大队在该构造上做过的几条地震测线及少量重磁力点。1979 年南海石油勘探指挥部作了 34×4 公里的地震测线网，1980 年又做地震详查测线 1473 公里。1981 年进行三维地震工作，做测线 2335 公里，测线距离 100 米。

钻井工作是从 1979 年 4 月开始钻第一口探井（湾 11 井）起，至 1985 年底，共钻井 5 口，即湾 11、乌 16–1–1、乌 16–1–2、乌 16–1–3 和乌 16–1–5 井。其中湾 11 井是对外合作前所钻；乌 16–1–5 井属自营探井；其余 3 口是中国与道达尔公司合作后所钻。5 口井总进尺 16941.08 米，其中取芯进尺 153.57 米，芯长 144.57 米，收获率为 94.14%。

试油工作在 5 口井共试油 31 层，其中 11 层出油，12 层出水，8 层为干层。5 口井中有 4 口井（即湾 11 井，乌 16–1–1 井、乌 16–1–3 井和乌 16–1–5 井）获得了油流，单层最高日产油量 390 立方米（乌 16–1–1 井流三段 2527～2530.9 米）。出油层分别为下第三系流砂港组一段、二段和三段。

分析化验工作完成岩芯样品分析孔隙度、渗透率 213 块、薄片 230 块、压汞 7 块、铸体 7 块、扫描电镜 40 块，以及相对渗透率曲线 4 条。

二、地层及油层

乌 16–1 含油构造地层及油层组数据见表 3–6–30。

乌 16–1 构造上的第三系岩性特征与前面描述的北部湾盆地地层相似，这里不再重述。

下面将乌 16–1 构造油层特点记述如下:

1. 油层层位

有三个层位的油层，即下第三系流沙港组一段、二段和三段（图 3–6–18），二段油层只在乌 16–1–5 井见到。

2. 油层沉积相

流三段 4 个油层组是灰色、深灰色页岩、泥岩与灰白色砂岩互层，泥质岩较多。沉积旋回多具反旋回特征（尤其是Ⅲ、Ⅳ油组）。往上到Ⅰ油组、砂岩不发育，为厚层泥岩夹砂岩，旋回性不明显。从剖面上看，Ⅱ、Ⅲ、Ⅵ油组主要为三角洲前缘相的河口沙坝微相，Ⅰ油组主要为浅湖沙坝相。乌 16–1–1、乌 16–1–2、乌 16–1–3 等井Ⅰ油组取芯井段的单井相分析，均为浅湖沙坝微相。

流一段上部受到剥蚀，各井残存厚度不一。其中以湾 11 井保存较多，Ⅰ～Ⅴ油组均有分布。其岩性特征为深灰色页岩、泥岩与灰白色、浅灰色砂岩、砂、砾岩互层，夹多层灰黑色碳质页岩。沉积有正旋回和反旋回，属三角洲平原河流相及三角洲前缘相的河口沙坝沉积。

3. 油层段岩性

表 3-6-30　乌 16-1 构造地层及油层组数据表

系	统	组	段	油组	湾 11 井 井深（m）	乌 16-1-1 井 井深（m）	乌 16-1-2 井 井深（m）	乌 16-1-3 井 井深（m）	乌 16-1-5 井 井深（m）
上第三系	上新统	望楼港组			248	260	243	222	582.5
	上中新统	灯楼角组			616	545.5	553	526.5	866.5
	中中新统	角尾组			1072	1016	1019	985	1348.5
	下中新统	下洋组			1571	1431	1427.5	1308	1645
下第三系	中、上渐新统	涠洲组			2486	2151	2083	1969.5	2093
	下渐新统—始新统	流沙港组	流一段	Ⅰ	2575.2				
				Ⅱ	2636				
				Ⅲ	2704.8			2040	
				Ⅳ	2800.6		2216	2143.4	
				Ⅴ	2865	2219.5	2280	2207	2166
			流二段		3178.64 未钻穿	2434	2571	2541	2937
			流三段	Ⅰ		2501.6	2652	2622.4	
				Ⅱ		2588.2	2731.4	2704	
				Ⅲ		2654	2796.6	2771.6	
				Ⅳ		2765	2907	2870.6	
						2945.34 未钻穿	3977.1 未钻穿	3295	3190 未钻穿
	古新统(?)	长流组						3650 未钻穿	

(1) 流一段　为灰白、浅灰色砂岩、砂砾岩与深灰色页岩、泥岩互层，夹灰黑色碳质页岩。砂岩成分以石英为主，含量达 30～80%，平均为 50.3%；长石含量为 10～25%，平均为 17%；泥质含量 2～25%，平均为 9.1%；钙质含量 1～30%，平均 5.6%。砂岩粒度变化大，从粉砂级到砾级均有。颗粒为次圆—次棱角状，分选中—好。胶结类型以孔隙式为主，具有斜层理、楔状交错层理、波状层理、搅混层理等。

(2) 流三段　为灰色、深灰色页岩、泥岩与砂岩互层。砂质岩主要有粉砂岩、细砂岩、粗砂岩及少量砂砾岩。岩石类型有石英砂岩、长石石英砂岩，长石含量 5～28%，平均为 15.4%。胶结物：泥质含量 3～30%，平均为 12.7%；钙质含量 1～35%，平均为 6.6%。颗粒分选好，次圆—次棱角状，岩石有交错层理、波状层理，搅混层理等。

4. 油层组划分

根据岩性、电性、沉积旋回特征和厚度变化等情况，把流一段油层划分为 5 个油层组、52 个小层。但目前见到油气的只有湾 11 和乌 16-1-1 井的Ⅳ、Ⅴ2 个油层组的 8 个小层，即 L_1Ⅳ1～5 小层和 L_1Ⅴ8、9、11 小层。流三段上部有 4 个油层组，51 个小层。其中乌

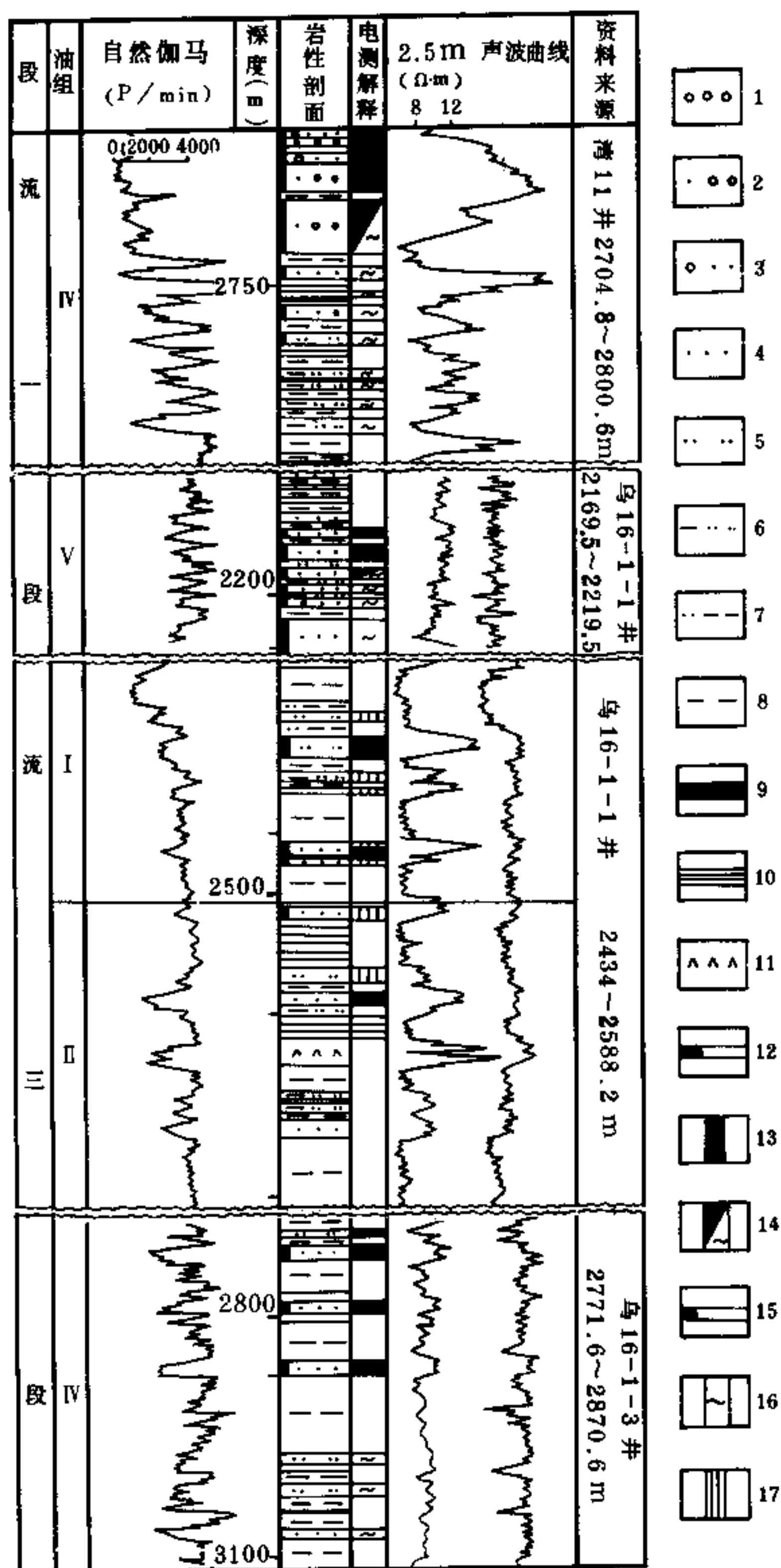


图 3–6–18　乌 16–1 构造流沙港组油层柱状图

本图为四段拼接，示全组油层概况；

1—砾岩；2—砂质砾岩；3—含砾砂岩；4—砂岩；5—粉砂岩；6—泥质粉砂岩；7—砂岩、泥岩；8—泥岩；9—油层；10—页岩；11—基性侵入岩；12—油斑；13—油层；14—油水层；15—油迹；16—水层；17—干层

16-1-3 井有Ⅰ、Ⅱ、Ⅳ3 个油层组的 12 个小层见到油气流，即 L_3Ⅰ5、6、7、9、10、11 小层及 L_3Ⅱ4，L_3Ⅳ2、3、4、7、8 小层和乌 16-1-1 井流三段的Ⅰ、Ⅲ油组的 5 个小层见到油流，即 L_3Ⅰ5、6、8、9 及 L_3Ⅲ4 小层。乌 16-1 构造各井油层数据见表 3-6-31。

表 3-6-31 乌 16-1 构造各井油层数据表

井号	油层组编号	油层编号	井段 (m)	电测解释				岩芯分析			
				油层厚度 (m)	油水同层厚度 (m)	孔隙度 (%)	含水饱和度 (%)	孔隙度		渗透率	
								样品数 (个)	平均值 (%)	样品数 (个)	平均值 ($10^{-3}\mu m^2$)
湾 11 井	L_1Ⅳ	1～3	2705.8～2724.2	18.4		19～21	40～49	52	17.83	52	98.6
		4，5	2725.0～2732.6		7.6	16	56				
乌 16-1-1 井	L_1Ⅴ	8	2184.7～2188.0	3.3		26	36				
		9	2189.5～2193.1	3.6		20～21	46～49				
		11	2197.8～2199.1		1.3	21	57	8	19.9	8	232
	L_3Ⅰ	5，6	2456.6～2463.0	6.4		21	23	15	19.57	15	421.8
		8	2470.8～2472.8	2.0		21	38				
		9	2487.3～2489.0	1.7		19	25				
	L_3Ⅱ	4	2527.2～2531.2	4.0		21	32				
乌 16-1-3 井	L_3Ⅰ	6	2562.5～2564.0	1.5							
		7	2569.7～2571.2	1.5							
		9	2597.7～2598.7	1.0							
		10	2602.0～2603.1	1.1							
		11	2604.0～2605.1 2605.7～2606.7	1.1 1.0							
	L_3Ⅳ	1，2	2776.4～2777.7	1.3							
		3，4	2779.5～2783.5	4.0							
		7	2796.2～2798.4	2.2							
		8	2812.0～2815.5	3.5							
乌 16-1-2 井			无 油 层								
乌 16-1-5 井	L_2		2440.8～2669	14.9							

5. *油层厚度*

从所钻各井情况来看，累计油层厚度均不大，单井油层厚度最大的是湾 11 井（18.4 米），最薄的是乌 16-1-2 井，没有油层。详细内容见表 3-6-31 和表 3-6-32。

表 3–6–32　乌 16–1 构造各井流沙港组各油层组厚度统计表

层位	油层组	湾 11 井	乌 16–1–1 井	乌 16–1–2 井	乌 16–1–3 井	合　计
流一段	Ⅳ	18.4				18.4
流一段	Ⅴ		6.9			6.9
流一段小计		18.4	6.9			25.3
流三段	Ⅰ		10.1		7.2	17.3
流三段	Ⅱ		4.0			4.0
流二段	Ⅲ					
流三段	Ⅳ				11.0	11.0
流三段小计			14.1		18.2	32.3
流一、三段合计		18.4	21.0		18.2	57.6

流一段第Ⅳ、Ⅴ油组，以湾 11 井的砂层发育较好，其它 3 口井均较差，它们的含油情况见图 3–6–19。

流三段油层组，其砂岩不发育，砂层延伸不远便尖灭或变薄（图 3–6–20）。因此，含油砂岩厚度也不大，单井累厚不到 20 米。

6. 油层孔隙类型及孔隙度

（1）孔隙类型　乌 16–1 构造中油层以粒间孔为主，其次有粒间缝、粒内裂缝、溶蚀孔、长石被淋滤形成的次生孔、微孔隙等。据 7 块压汞和 7 块铸体分析孔隙结构，油层喉道分布分散，压汞曲线均无明显的平直段。流一段孔隙喉道相对较大，平均喉道半径为 0.0042～0.0055 毫米，孔隙直径为 0.1896～0.206 毫米。流三段平均喉道半径为 0.00059～0.00383 毫米，孔隙直径为 0.115～0.148 毫米。

（2）孔隙度　流一段储集层，岩芯分析平均孔隙度为 18.8%，流三段储集层平均为 18.3%，孔隙度主要在 18～22%之间。

7. 油层渗透率

据 213 块岩芯样品分析，流一段储集层渗透率一般为 $1\sim600\times10^{-3}$ 二次方微米，平均为 183.6×10^{-3} 二次方微米。流三段为 $1\sim200\times10^{-3}$ 二次方微米，平均为 50.3×10^{-3} 二次方微米。流三段渗透率是偏低的。

三、构造特征

乌 16–1 构造位于乌石凹陷的东部。凹陷南边为流沙港凸起，北面为企西凸起，南北均以断层与凸起为界。

乌 16–1 构造断裂很发育。断层走向多为北东向。构造北部断层多向南倾；而南部断层多向北倾，组成一个“复式地堑”。高点位于此“复式地堑”的中部（见图 3–6–22）。

断层落差在 T_6^2（相当流三段上部）构造图上，最大可达 600 米。

断层发育时间主要是在早第三纪，至晚第三纪即基本停止活动。

乌 16–1 构造原为一完整的背斜构造，后被近东西向的两条主要断层切割成南、中、北三个断块（见图 3–6–22），即乌 16–1–1、乌 16–1–3 井和乌 16–1–3 井北断块。

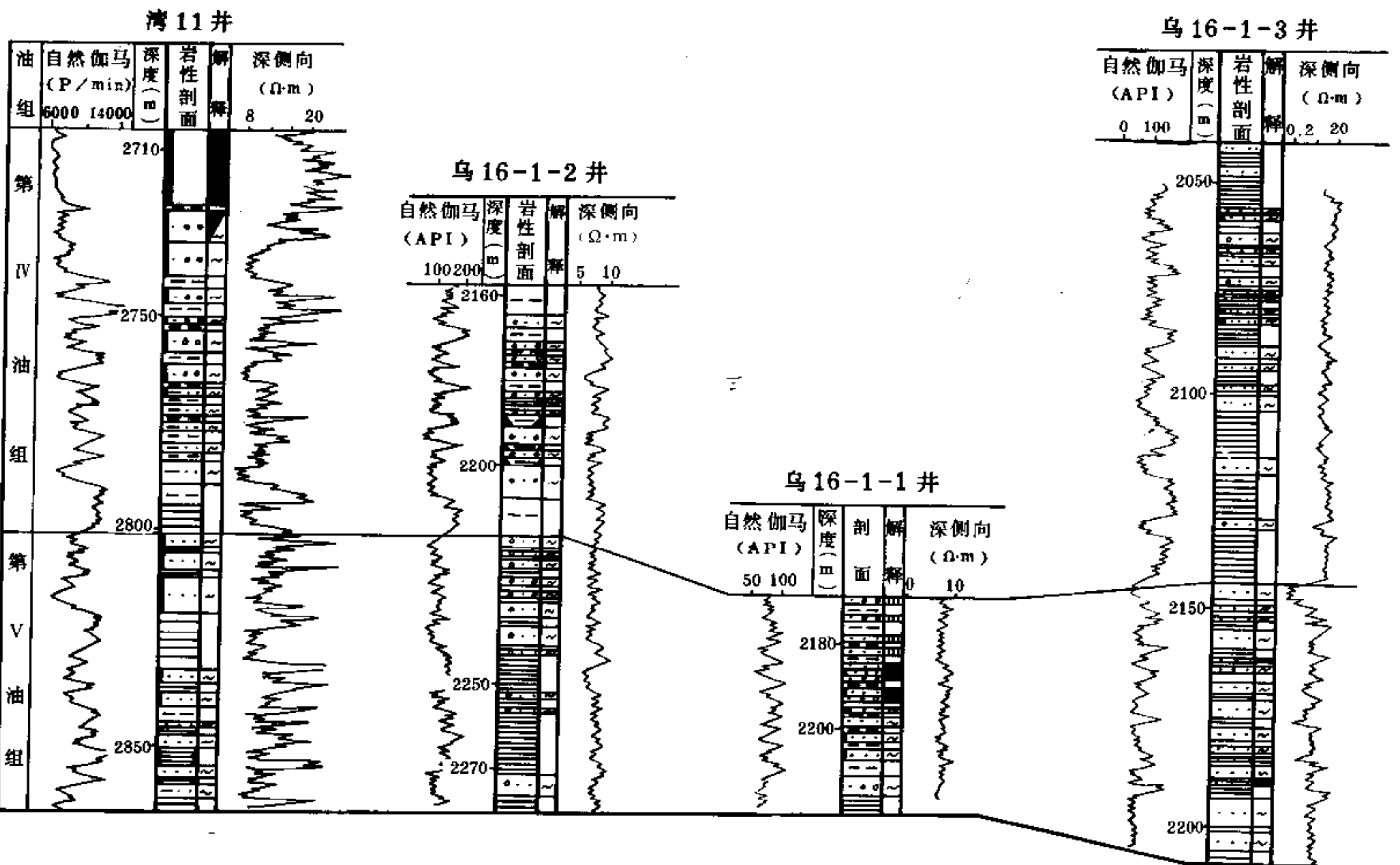


图3-6-19 乌16-1构造流沙港组一段油层IV、V油组对比图

图例同图3-6-18

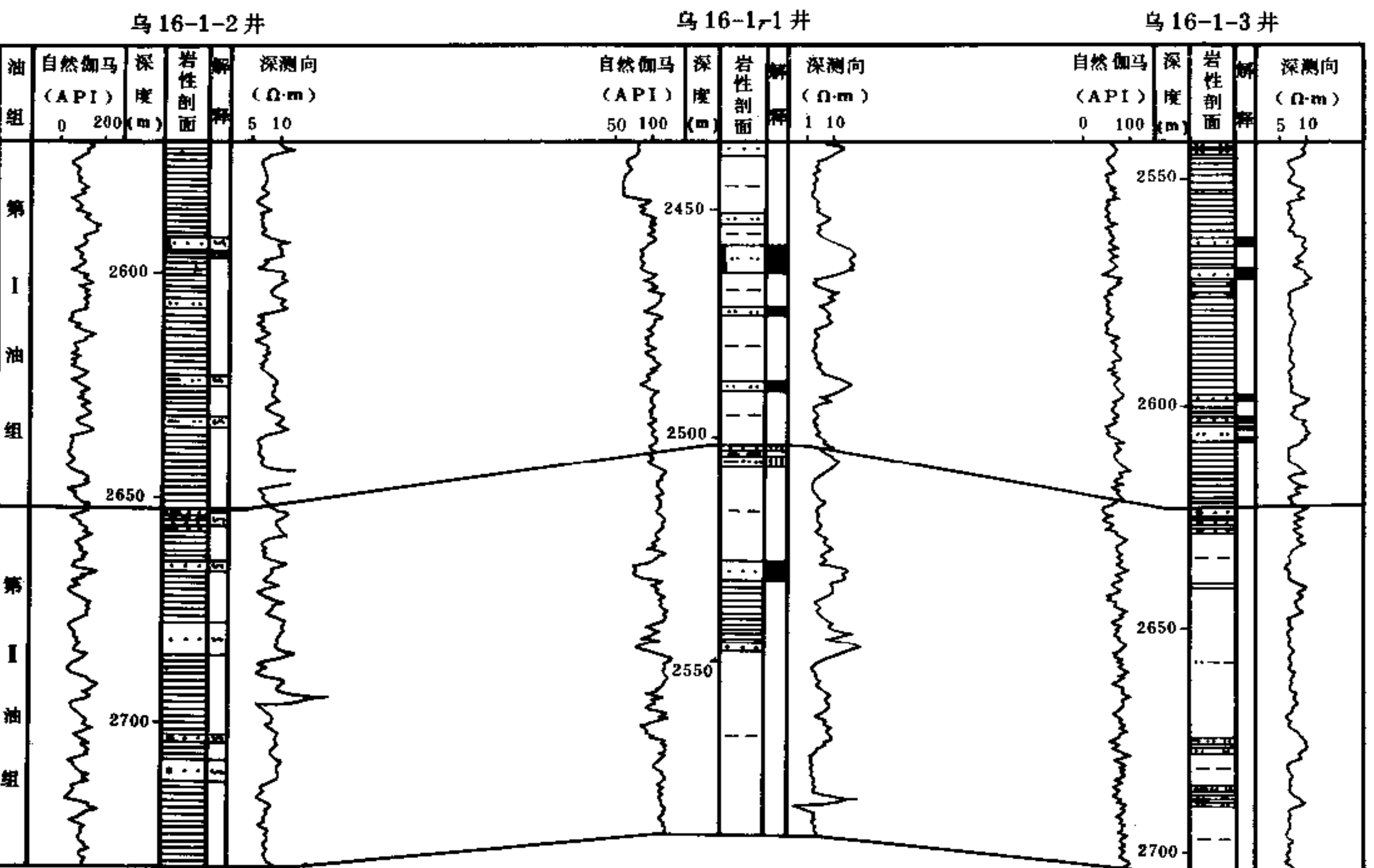


图 3-6-20 乌 16-1 构造流沙港组三段油层Ⅰ、Ⅱ油组对比图

图例同图 3-6-18

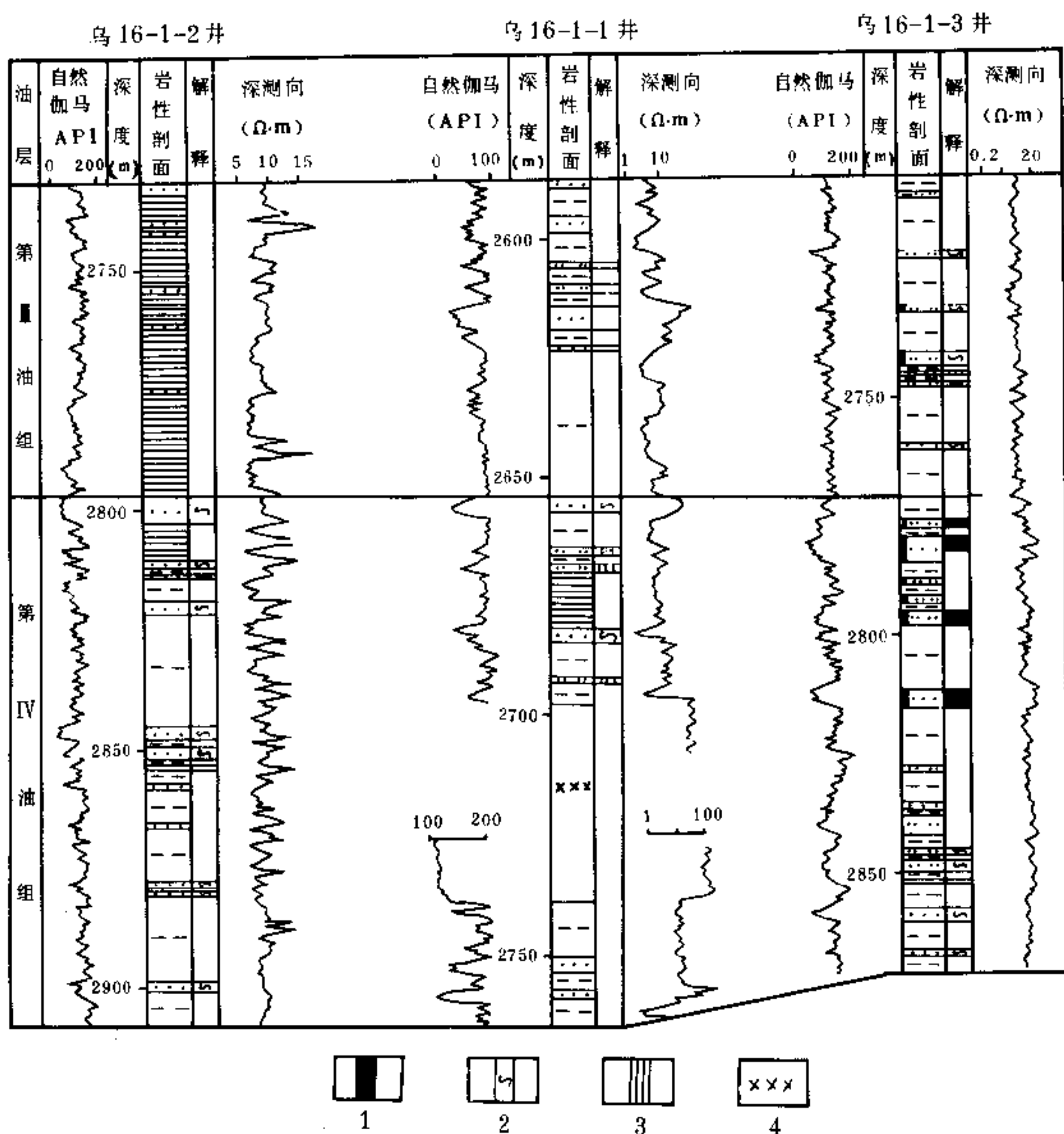


图 3-6-21　乌 16-1 构造流沙港组三段油层Ⅲ、Ⅳ油组对比图

1—油层；2—水层；3—干层；4—辉绿岩

乌 16-1-1 断块：为一半背斜，断层位于圈闭北面，地层向南倾没，T_6^2 构造图上圈闭面积 3.7 平方公里，闭合幅度 250 米。

乌 16-1-3 井断块：南北均有断层，T_6^2 构造图上此断块有二个高点，一在乌 16-1-3 井附近；一在乌 16-1-3 井西南，圈闭幅度 180 米，圈闭面积 5.8 平方公里。

乌 16-1-3 井北断块：在 T_6^2 构造图上，该断块南、北、西均有断层切割，地层北倾，高点紧靠断层。闭合面积 5.25 平方公里，闭合幅度 430 米。

此外，在构造南部还有湾 11 井断块，此断块为一半背斜构造，北面被断层切割，地层向南倾没，闭合面积 3 平方公里，闭合幅度 300 米。

四、试油情况

乌 16-1 构造上的 5 口井共试油 31 层，获油流井 4 口、水井 1 口（乌 16-1-2 井）。在

31 个层中有 12 层出油、13 层出水、6 层为干层。流一段最高日产油 63.5 立方米（乌 16-1-1 井），流二段最高日产油 69.5 立方米（乌 16-1-5 井），流三段最高日产油 390 立方米（乌 16-1-1 井）。

乌 16-1 构造各井试油情况详见表 3-6-33 和表 3-6-34。

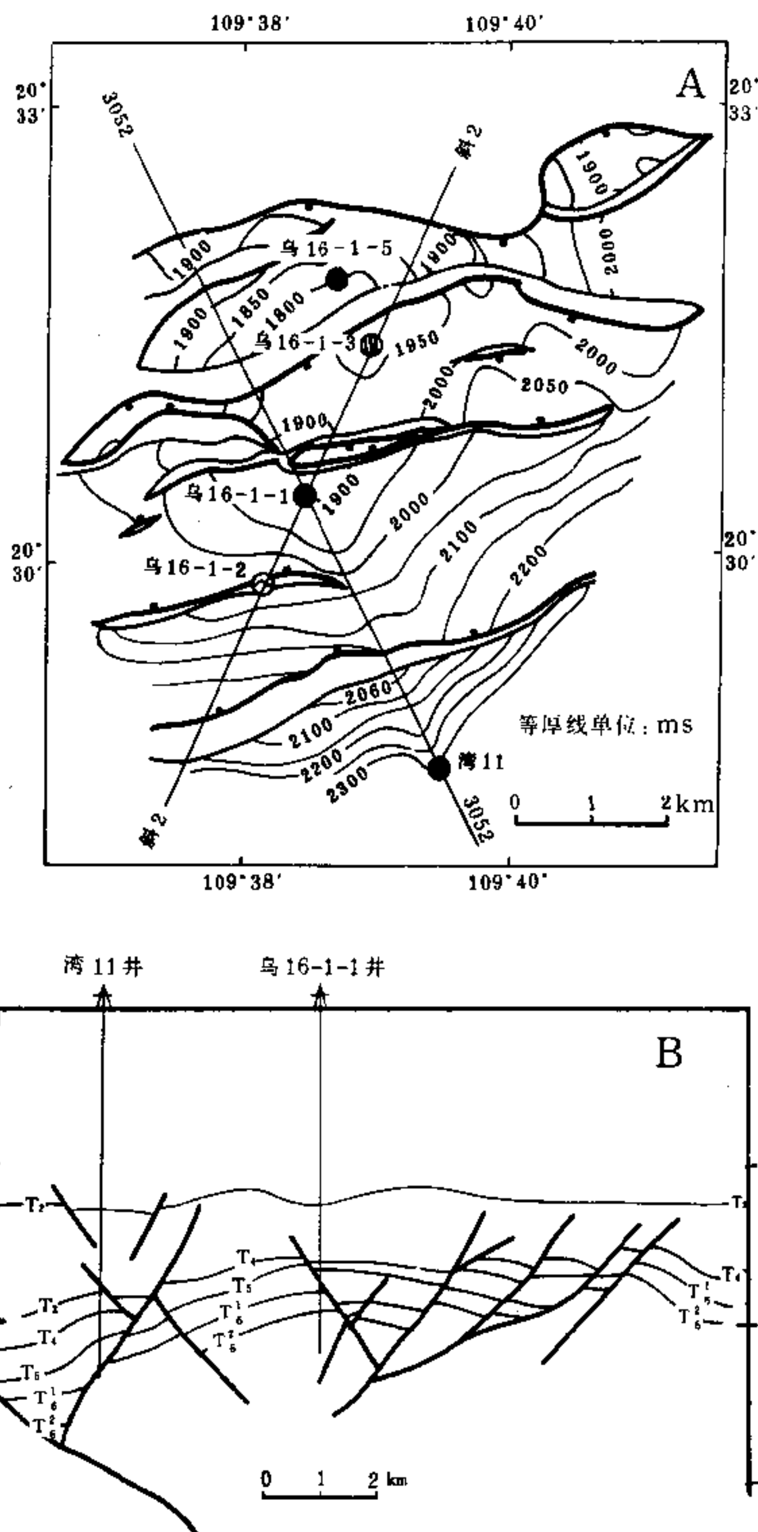


图 3-6-22 乌 16-1 构造地震 T_6^2 反射层等 t_0 图（A）及地震 3052 测线横剖面图（B）

表 3-6-33 乌 16-1 构造各井试油成果表

井号	层位	试油日期	射孔 井段 (m)	射孔 层数 (个)	射孔 厚度 (m)	油嘴 (mm)	求产时间 (h : min)	日产 (m³) 油	日产 (m³) 气	日产 (m³) 水	油气比 (m^3/m^3)	地层压力 (kg/cm^2)	压力系数	井底 温度 (℃)	井底 井深 (m)	原油相对密度
湾11井	流一段	1979.6.3～10	2800～2814	1	14.0	抽深1000m		少量		10.95		217.6	0.779			
		1979.6.15～19	2705.8～2711.8	1	6.0	间喷		6.27	少量			277	1.023			
		1979.6.24～27	2705.8～2711.8 2711.8～2720.4	2	14.6	5		24.1	1071		44.4	288.3	1.063			0.8383
						8		56.1	2693		48					
						10		63	3150		50					
乌16-1-1井	下洋组	1981.5.22～23	1396～1408	1	12.0	19.05				160.7		136.2	0.974	72	1397.7	
	流二段	1981.5.7～8	2192～2208	4	16.0	19.05		9.2		220.9		215.8	0.985	91.4	2191.7	0.8087
		1981.5.13	2192～2201.7	1	9.7	19.05						211.3	0.962	88.5	2196.2	
		1981.5.18～20	2173～2201.7	1	28.7	19.05		63.5		77.7		209.4	0.963	94.5	2174.7	0.8604
	流三段	1981.4.22	2614.1～2620.5	1	6.4	19.05		微		1.08		429.1	1.629	115	2622.2	
		1981.4.23	2614.1～2620.5	1	6.4	19.05		微		0.95				115	2615.2	
		1981.4.24～26	2527～2530.9	1	3.9	9.92	5 : 00	390	58504		150	418.4	1.651	112	2534.7	0.8080
		1981.4.29～5.1	2457～2463	1	6.0	9.92	2 : 30	261.1	50910		195	421	1.707	116	2466.7	0.8219
乌16-1-2井	流三段	1982.6.27～28	3536.5～3544.5	2	6.5	6.5	20 : 00		少量	0.5→0.1		467.4	1.329	153	3156	
		1982.7.5	3321～3341.5	3	13.0	13.0			少量	4.8→1.3		543.3	1.636	147.7	3320	
		1982.7.7	3166.5～3177	1	10.5	10.5						486.0	1.533	147.7	3171	
		1982.7.10	3062～3068.5	2	5.0	5.0				0.7→0		459.1	1.501	133	3058	

续表

乌 16-1-2 井	流三段	1982.7.13	3019～3050	4	14.0			微	微	4-2		458.2	1.521	133.3	3012	
		1982.7.16	2839～2858	5	12.0				少量	15.4～7.2		440.1	1.549	128	2842	
		1982.7.19	2652～2684	3	17.5	9.53				540.6		419.5	1.586	123.3	2645.5	
		1982.7.25	2591.5～2597.5	1	6.0				少量			384.5	1.494	114	2574	
乌 16-1-3 井	流三段	1982.5.26	3174～3177	1	3.0			微		1.1		416.6	1.315	138	3167.5	
		1982.5.30	3151.5～3163.5	1	12.0							365.3	1.157	133.3	3157	
		1982.6.2	3071～3077	1	6.0							347.3	1.128	131	3080	
		1982.6.4	2971～2978	1	7.0							286.4	0.963	129	2972.8	
		1982.6.10	2811～2815.5	1	4.5			6.24		微		397.1	1.423	126	2790	
		1982.6.12	2779.5～2785	1	5.5	11.91	5：00	37.8	5126		136	350.3	1.264	128	2770.5	
		1982.6.16	2602～2608	1	6.0	6.35	8：15	31.2	5041		162	365.6	1.399	123	2613	0.8443
		1982.6.19	2562～2572	2	7.0	6.35	2：15	35.0	7420		212	349.5	1.371	122.2	2550	0.856
乌 16-1-5 井	流二段	1985.9.19	2938～2941.3	1	3.3		2：02	0	0	1.65		369		123.3	2924	
		1985.9.24	2626～2669	2	7.4	11.11	13：05	58	9338	0	161	341.4		123.3	2605.4	0.855
		1985.9.26	2604～2610	1	6.0	7.94	10：51	0	0	28.8		338.9		120	2587.7	
		1985.9.29	2524～2586.8	3	6.2	3.18	13：05	69.5	6520	0	93.8	328.4		118.3	2512	0.8443－0.8633
		1985.9.30	2440～2445.4	1	5.4		15：27	4.1		0				106.6	2424.6	

五、油、气、水性质

1. 原油性质

地面原油具有密度低，粘度低，含硫量低的特点，详见表 3−6−34。

表 3−6−34 乌 16−1 构造地面原油分析数据表

层位	井号	井段(m)	相对密度	粘度(mPa·s)(50℃)	闪点(℃)	凝固点(℃)	含蜡量(%)	沥青质含量(%)	硅胶质含量(%)	含硫量(%)
流一段	湾 11 井	2705.8～2711.8	0.8383	5.61	闭 <−17	27	18.4	4.9	8.96	0.09
		2711.8～2720.4	0.8386	5.19	闭 <−10	28	15.64	5.16	7.31	0.06
		2705.8～2711.8	0.8471	6.19		28				0.1
		2800～2814	0.8482	5.47		26	13.89	3.02	7.48	
	乌 16−1−1 井	2173～2201.7	0.8604	12.21	开 <0	34	19.37	1.14	10.08	0.13
		2192～2208	0.8087	2.14	开 <0	25	16.21	0.66	3.76	0.06
		平均	0.8402	6.135		28	16.7	2.98	7.52	0.088
流三段	乌 16−1−1 井	2457～2463	0.8219	2.83	开 24	28	16.91	1.25	3.26	0.05
			0.8191	2.81	开 24	28	17.09	0.98	3.72	0.06
		2527～2530.9	0.8080	1.89	开 <0	27	15.36	0.36	2.43	0.05
	乌 16−1−3 井	2562～2572	0.8466	7.53			19.29	4.08	4.15	0.08
		2602～2608	0.8500	8.93			18.65	5.66	3.40	0.08
		2779.5～2785	0.8418	6.64			20.33	2.69	2.42	0.07
		2811～2815.5	0.8559	10.77			23.31	1.72	4.91	0.09
		平均	0.8348	5.97		27.7	18.71	2.39	3.47	0.07

地下原油具有①粘度低，在 0.235～0.5 毫帕秒之间；②油气比高，在 104～304 米^3／米^{3}之间；③地层压力和饱和压力差别大，为 198.3～212.51 千克／厘米^2，详见表 3−6−35。

表 3−8−35 乌 16−1 构造地下原油分析数据表

井号	井段(m)	层位	原始地层压力(kg/cm^2)	饱和压力(kg/cm^2)	地层温度(℃)	压缩系数($(kg/cm^2)^{-1}$)	地层原油粘度(mPa·s)	原始油气比(m^3/m^3)	地层原油密度(g/m^3)	原油体积系数
湾 11 井	2500～2535	流一段	288.3	90	106	1.21×10^{-5}	0.5	104	0.706	1.343
乌 16−1−1 井	2457～2463	流三段	420.7	219.97	109		0.235	304		1.9935
乌 16−1−1 井	2527～2530.9	流三段	420.6	208.09	112		0.2428	315		2.0246

2. 气体性质

乌16–1构造的天然气甲烷含量较低，为63～73%；重烃含量较高；天然气相对密度较大，在0.77以上，属原油伴生的天然气。气体分析数据详表3–6–36。

表3–6–36　乌16–1构造天然气气体分析数据表

井号	层位	井段(m)	气体的组分(%)									相对密度	临界温度(°K)	临界压力(kg/cm^2)
			N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	iC_4	nC_4	iC_5	nC_5			
湾11井	流一段	2705.8～2720.4	0.25	3.27	64.28	12.69	14.43	1.47	2.49	0.58	0.54	0.8746	247.28	47.454
			0.95	4.08	63.05	12.68	13.76	1.75	2.84	0.55	0.34	0.8835	247.32	47.595
			0.46	3.92	63.16	12.47	14.50	1.73	2.95	0.49	0.32	0.8861	248.52	47.581
		平均	0.55	3.76	63.50	12.61	14.23	1.65	2.76	0.54	0.40	0.8814	247.71	47.543
乌16–1–1井	流三段	2457～2463	0.66	2.28	73.69	11.65	8.43	1.65	1.64	微	微	0.7701	229.04	47.534
		2527～2530.9	0.55	3.65	72.33	12.50	7.85	1.61	1.51	微	微	0.7788	230.20	47.992
		平均	0.60	2.97	73.01	12.08	8.14	1.63	1.58	微	微	0.7745	229.60	47.763

3. 地层水性质

乌16–1–2井在2652～2684米井段，试油日产水540.6立方米，为低矿化度的重碳酸钠型水，详见表3–6–37。

表3–6–37　乌16–1构造水分析数据表

井号	层位	井段(m)	K^++Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}	总矿化度(mg/l)	pH	水型
湾11井	流一段	2800～2814	10289.74	349.7	449.65	16299.16	1218.34	938.44	39.91	29584.48	7	$MgCl_2$
			9062.23	321.24	39.51	13470.37	362.21	1398.51	86.41	24740.48	7	$NaHCO_3$
乌16–1–2	流三段	2652～2684	2509.3	74.1	14.6	1758.5	559.8	3063.1	75	8054.4	8	$NaHCO_3$
			2263.2	46.1	13.4	1354.3	378.7	3215.6	90	7361.3	8	$NaHCO_3$
		2591.5～2597.5	14961.5	254.5	14.6	15241.2	7120.7	4710.5	270	4257.3	7.8	$NaHCO_3$
			11672.5	284.6	32.8	12107.2	4963.9	4600.7	126	33787.7	7.8	$NaHCO_3$
乌16–1–3	流三段	2562～2572	7872.21	156.31	51.06	9108.58	2667.16	2323.53	112.22	22291.07	7.5	$NaHCO_3$
		2602～2608	6891.72	153.91	46.68	7965.23	2197.94	2197.22	141.62	19594.32	7.8	$NaHCO_3$

六、油藏地层压力

油藏压力，流一段与流三段有所不同。流一段油藏压力与北部湾盆地压力系统是一致的，其深度与压力关系式为

$$P=0.0969H+4.46$$

式中 P——压力，kg/cm^2；

H——深度，m。

流一段试油的压力系数在0.779～1.063之间，平均为0.926，接近静水柱压力（压力数据不可靠）。

流三段油藏压力与北部湾盆地压力系统不同，压力异常，各井之间也不同。其压力系数最高为1.707，最低为0.963。在乌16-1构造上钻到流三段的3口井，以乌16-1-1井压力系数最高，为1.629～1.707，平均1.662。乌16-1-2井次之，在1.329～1.636之间，平均1.519。乌16-1-3井压力系数在0.963～1.423之间，平均1.253。3口井反映了各所在断块的压力系数是不一致的。

七、油藏温度

温度随深度增加而增加，北部湾盆地温度随深度变化的公式为 $T=26+0.036H$。乌16-1构造利用了3口井的25个测温点，得出井温与深度关系式为

$$T=0.044H+2.31$$

式中 T——温度，℃；

H——深度，m；

相关系数为0.944。

乌16-1构造地层温度与盆地其他地方差不多，在深度2400～2960米井段略低一点。

八、油层评价

1. 油层分散

油层分散是乌16-1含油构造的油层特点，如乌16-1-3井流三段的12个小油层分散在长达253米（2562.5～2815.5米）的井段内。每个小油层一般厚1米左右，最厚者4米，油层总厚度只有18.2米，油层厚度仅占该油层段的7.19%。又如乌16-1-1井的流三段，含油井段长74.6米（2456.6～2531.2米），只有5个小油层，共厚14.1米，油层厚度占含油井段厚度的18.9%。

流一段油层在湾11井分布在Ⅳ油组；在乌16-1-1井，则分布在Ⅴ油组，油层较薄。湾11井油层厚18.4米，占所在油组厚度的19.2%；乌16-1-1井油层厚15.4米，占所在油组厚度的23.8%。

2. 油层厚度薄，分布不稳定，钻遇率低

油层单层厚度最大的仅18.4米，一般为2～3米。油层的累计厚度也不大，湾11井18.4米，乌16-1-1井21米，乌16-1-2井0米，乌16-1-3井18.2米，乌16-1-5井19米。除 L_3Ⅰ油层有2口井钻遇外，其余油层均为一口井钻遇，钻遇率是低的。

3. 油层物性差

孔隙度平均为18.3～18.8%，渗透率平均为 50.3×10^{-3}～183.6×10^{-3} 二次方微米，属于中、低渗透性油藏。

4. 地层压力高

流二段地层压力高，压力系数最高为1.707，说明密封良好，封闭范围小，初期自然产能高。

第六节　涠 6–1 含气构造

一、简况

涠 6–1 含气构造位于广西壮族自治区北海市西南 65 公里的北部湾海中，东北方向距涠洲岛 28 公里。位于东经 108°50′，北纬 20°55′ 附近。水深 30～35 米。

已作地震测线密度 0.5×1 公里，钻井 2 口，进尺 4526.3 米，其中取芯进尺 28.88 米，芯长 16.03 米，平均取芯收获率为 55.5%。

在石炭系石灰岩潜山和流沙港组二段发现油气层，经测试获得高产气流，日产气 90 万立方米。

二、地层及油层划分

涠 6–1 含气构造地层分层数据见表 3–6–38。

表 3–6–38　涠 6–1 构造钻井分层数据表

地层				涠 6–1–1 井		涠 6–1–2 井	
系	统	组	段	底界深度 (m)	厚度 (m)	底界深度 (m)	厚度 (m)
上第三系	上新统	望楼港组		325.5		326.5	
	上中新统	灯楼角组		769.5	444	705.5	379
	中中新统	角尾组		978.5	209	917.5	212
	下中新统	下洋组		1151	172.5	1026	108.5
下第三系	上—中渐新统	涠洲组		1617	466	1592.5	566.5
	下渐新 | 始新统	流沙港组	一	1797.5	180.5	1713	120.5
			二	1904	106.5	2181.5	468.5
			三	缺失		缺失	
	古新统	长流组		缺失		缺失	
石炭系				2246.3 未钻穿	342.3	2280 未钻穿	98.5
油层井段 (m)				1889.5～1947 1947～2065.6	气层厚 46.5 油层厚 36.4		

1. 油层层位

涠 6–1 含气构造有两个油层，一是流沙港组二段底部油层，另一是石炭系上石炭统壶天群石灰岩油层，这两个层位以不整合面相接触，虽然储集层时代不同，但油层有统一的油气、水界面。

2. 油层岩性

流二段油层为浅褐灰色油迹粉砂岩及油迹细砂岩；石炭系油层为浅灰色、灰白色石灰岩。在石灰岩顶部约有 24 米风化淋滤带，此带溶蚀裂缝发育，在裂缝中充填有砂及砾石，这些砾和砂均已胶结成岩，砾石成分有石英及变质岩碎屑等，见图 3–6–23。

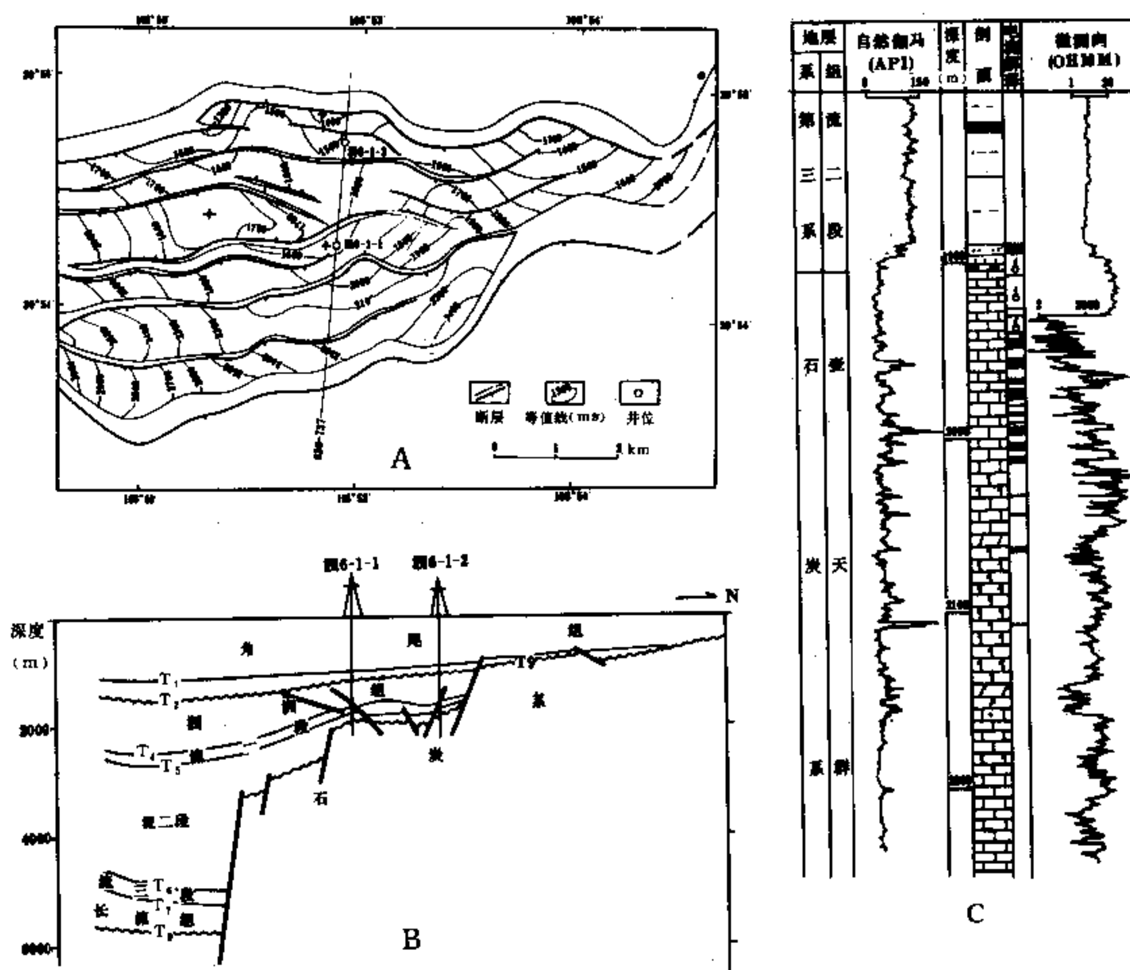


图 3-6-23　涠 6-1 构造综合图

A—地震 T_6^2 反射层等 t_0 图；B—830—737 测线构造横剖面图；C—涠 6-1-1 井油层柱状图

3. 油层物性

涠 6-1-1 井油层自上而下有 4 个物性差异段：

①1889～1904 米为流沙港组二段砂岩，其孔隙度为 15～27%，平均为 21.3%；渗透率为 33×10^{-3}～454×10^{-3} 二次方微米，平均为 172×10^{-3} 二次方微米。岩性疏松，以粒间溶孔为主要储集空间。

②1904～1928 米为石灰岩潜山溶洞及溶洞中砂、砾岩孔隙储集段，此段孔隙度平均为 15.5%。

③1928～1938 米为石灰岩风化溶蚀发育段，其平均孔隙度为 12%。

④1938～1947 米为石灰岩裂隙发育段，其平均孔隙度为 6%。

孔隙度从上往下逐渐变小，物性变差。

三、构造特征

涠 6-1 构造位于涠西南北部，①号断裂下降盘，在地震 820 型测线上的 T_9 图上，圈闭

线为 2650 毫秒，长轴 17.5 公里，短轴 4.5 公里，圈闭面积 46.25 公里，闭合幅度 2730 米，参见图 3–6–23。

在涠 6–1–1 和涠 6–1–22 口井一带，高点象一南倾的鼻状构造，鼻了向西逐渐变低，向东变低后又发生抬升，产生另一个高点。

构造内发生一系列把基底断成阶状的南倾正断层，致使构造内形成许多高低不一的断块，涠 6–1–1 井即钻在一较高的断块上。

这一系列断层是北部湾盆地①号断层派生的一组断裂，这组断裂往构造的东西方向逐渐合并为 1 条大的断层，圈闭就是在这组断裂的基础上形成的。

四、油层情况

涠 6–1–1 井井深 1889.5～1947 米为气层段，气层厚 46.5 米，其中 1889.5～1904 米为流二段砂岩储集层。1904～1947 米为石炭系石灰岩储集层。1947～2065.6 米为油层段，油层厚 36.4 米，储集层为石炭系石灰岩，该井共有油气层 82.9 米。

涠 6–1–2 井，在录井中于井深 1713～1952 米见到 13 层 38 米油迹、油斑砂、砾岩，含油显示不好，虽然电测解释有 4.5 米油层和 37.7 米差油层，但经测试后只见少量油（第 2 层测试累产油 0.1 立方米）。

五、试油

涠 6–1 含气构造试油情况见表 3–6–39。

表 3–6–39　涠 6–1–1 和涠 6–1–2 井测试成果表

井号	测试次数	测试日期	射孔井段 (m)	射厚 (m)	油嘴 (mm)	孔板 (mm)	压力(kg/cm^2)			日产			累产		结论
							井口	流体	地层	油 (m^3)	气 (10^4m^3)	水 (m^3)	油 (m^3)	水 (m^3)	
涠 6–1–1	1	1987.6.25	裸眼 1930～1963	33	38.1	108	142		193.2	210 (凝析油)	90	5			凝析气层
	2	1987.7.20～23	裸眼 1967～2052.4	85.4	19.05		27			206	4.2582	235			油层
涠 6–1–2	1	1988.2.14～15	1825～1843 1849～1871 1885～1896 1903～1912 1916～1924	68	液面上升法求产					微量		5.21	微	6.19	水层含微量油
		1988.2.17～20		68	喷射泵求产			147.64	179.13	微量		24	微	29.3	水层含微量油
	2	1988.2.22～23	1781～1790 1796～1810	23	液面上升法求产			86.49	173.37	少量		16.89	0.1	10.4	水层含少量油
	3	1988.2.24～26	1713～1719 1726～1741 1750～1770	41	液面上升法求产			83.94	168.47		少量	8.72	少量	6.3	水层含少量气

涠 6–1–1 井第 1 测试层（1930~1963 米），计算天然气无阻流量为 338 万米^3／日。

六、油、气、水性质

1. 原油性质

涠 6–1 含气构造原油分析见表 3–6–40。

表 3–6–40 涠 6–1–1 和 6–1–2 井原油分析数据表

项目 \ 深度(m) \ 井号		涠 6–1–1 井		涠 6–1–2 井
		1930~1963（凝析油）	1967~2052.4	1781~1810
相对密度		0.75	0.8246	0.9305
凝固点(℃)		−32	29	13
含蜡量(%)		0.11	20.54	8.14
动力粘度(50℃，mPa · s)		0.54	5.38	
运动粘度(50℃，mm^2／s)				322.25
含硫量(%)			0.02	0.29
馏分组成(%)	初馏点(℃)	47	100	128
	120℃	47.5	1.5	
	140℃	60.8	6.2	0.5
	160℃	70.2	11.2	1.5
	180℃	36.2	14.8	2.5
	200℃	81	18.4	3.8
	220℃	84	21.8	4.8
	240℃	87	25.5	5.9
	260℃	89	30	7.5
	280℃	91	34.4	
	300℃	91.4	39.8	
总馏出量(%)		92	40.8	

从表中可以看出，涠 6–1–1 井原油具有高含蜡、高凝固点、低含硫、低粘度和低密度的特点，涠 6–1–2 井的油样是试油后洗井返出的油于泥浆槽内采取的，其数值仅供参考。

2. 天然气性质

涠 6–1–1 井，测试时取气样分析结果见表 3–6–41。

天然气甲烷含量较低，重烃含量高，属油藏气性质。

3. 水性质

根据涠 6–1–2 井 11 个水样的分析，水的总矿化度多数在 40000 毫克／升左右，最小为

34646 毫克／升，最大为 44216 毫克／升，水型较复杂，有重碳酸钠型、氯化镁型和氯化钙型，详见表 3-6-42。

表 3-6-41 涠 6-1-1 井天然气分析数据表

井段 (m)	氮 (%)	CO_2 (%)	CH_4 (%)	C_2H_6 (%)	C_3H_8 (%)	iC_4H_{10} (%)	nC_4H_{10} (%)	iC_5 (%)	nC_5 (%)	相对密度	临界压力 (10^{-5}Pa)	临界温度 (°K)
1930～1963	0.17	2.48	77.70	11.69	4.79	0.84	1.23	0.38	0.33	0.727	46.62	221.59

表 3-6-42 涠 6-1-2 井水分析数据表

离子 \ 含量 \ 井段(m)		1825～1924		1781～1810		1825～1924		1713～1770	
		mg／l	mg 当量／l	mg／l	mg 当量／l	mg／l	mg 当量／l	mg／l	mg 当量／l
阳离子	$K^+ + Na^+$	15808	687.3	13973	607.5	11815	513.7	13795	599.8
	Ca^{2+}	303	15.1	1022	51	433	21.6	589	29.4
	Mg^{2+}	159	13.1	275	22.6	863	71.0	422	34.7
	Ba^{2+}	343	5	158	2.3	14	0.2	14	0.2
	Fe^{3+}	0	0	3	0.2	5	0.3	0	0
	总值	16613	720.5	15413	683.6	13130	606.8	14820	664.1
阴离子	Cl^-	20758	585.5	23126	652.3	19669	554.8	22449	6332
	SO_4^{2-}	3499	72.8	370	7.7	1893	39.4	823	17.1
	HCO_3^-	2911	47.7	1440	23.6	769	12.6	842	13.8
	CO_3^{2-}	435	14.5	0	0	0	0	0	0
	OH^-	0	0	0	0	0	0	0	0
	总值	27603	720.5	24936	683.6	22331	606.8	24114	664.1
总矿化度		44216	1441	40367	1367.2	35461	1213.6	38934	1328.2
水型		$NaHCO_3$		$CaCl_2$		$MgCl_2$		$MgCl_2$	

七、地层压力

由于第一次气层测试没得到压力恢复资料，而第二次油层测试压力资料又不准，所以，首先重新处理了第二次测试的压力恢复曲线，确定了地层压力为 200 千克／厘米^2，然后通过 PVT 分析资料及计算方法，得到油层与气层地下流体相对密度分别为 0.6184 和 0.226。根据气层中部海拔−1886 米，求得其压力为 197.22 千克／厘米^2。

八、地层温度

由于涠 6-1-2 井测地层温度偏低（井深 1761 米为 81.7℃），而涠 6-1-1 井也只有一个温度点（井深 1996.5 米为 98.1℃），只好利用这点滴资料结合邻区资料，推算出气层中部

(-1886 米）温度为 95.5℃。

九、油藏驱动类型

油气藏是一块体，上气下油，是否有边水或底水，所钻两口井的资料还不能说明，但潜山周围可能有边水存在，因此油藏的驱动类型主要是气驱，其次是水驱。

十、油层评价

从所钻 2 口井来看，涠 6-1-1 井油气层很厚，为 82.9 米，但涠 6-1-2 井只见到一点油气显示而没有真正的油层，2 井相距仅 1.62 公里，说明油层从涠 6-1-1 井向北分布是不远的。在涠 6-1-1 井北面有一向北倾的正断层，该断层很可能也是岩性向北变化的界线。油层向南、东和西三个方向分布情况尚不清楚，总的看来，油气层厚度大、孔渗条件也好、平面分布范围虽尚不清楚，但仍具有良好找油前景。

第七节 涠 11-4 北含油构造

一、概况

涠 11-4 北（通常写成涠 11-4N）构造，位于涠西南凹陷中部偏南部位，范围在东经 108°43′～108°47′和北纬 20°44′～20°47′之间，在广西壮族自治区北海市西南方向 85 公里的海中。水深 39～41 米。

已作测线密度为 0.4×0.6 公里的地震工作，从 1988 年 3 月开始钻探，至 1988 年底已钻井 4 口（其中 1 口于 1989 年 1 月 3 日完钻）。4 口总进尺 10298 米，其中取芯进尺 68.19 米，芯长 52.8 米，平均收获率为 77.43%。

二、地层划分及油层情况

涠 11-4 北含油构造地层划分见表 3-6-43。

表 3-6-43 涠 11-4 北构造各井分层数据表

地层 \ 井号				涠 11-4N-1	涠 11-4N-2	涠 11-4N-3	涠 11-4N-4
系	统	组	段	底界深 (m)	底界深 (m)	底界深 (m)	底界深 (m)
上第三系	上新统	望楼港组		368	362	355	
	上中新统	灯楼角组		826.5	757.5	787	786
	中中新统	角尾组		1122	1093	1100.5	1110
	下中新统	下洋组		1310	1317	1290	1305
下第三系	上一中渐新统	涠洲组		1762.5	2033	1946	1880
	下渐新－始新统	流沙港组	一	2245	2318	2336	1900 未钻穿
			二	2582.5	2568 未钻穿	2828	
			三	2670		3069	
	古新统	长流组		缺失		缺失	
泥盆系(?)				2718 未钻穿		3112 未钻穿	
油层井段 (m)				1489～2664.7	1867.6～1876.3	2731.8～2927.7	1577～1729.5

1. 油层层位

涠11-4北构造油层层位详见图3-6-24。

从4口井油层分布情况来看，油层位于涠洲组、流一段和流三段三个层位。涠11-4N-2和11-4N-4 2井未钻达流三段，故其流三段含油情况不明。三个含油层位中，经测试，以涠洲组产量最高。

2. 油层岩性

三个层位的油层储集层均为砂岩，岩性较粗，为细—中含砾砂岩—砾状砂岩等，其中多数为含砾砂岩类。

3. 油层沉积相

涠洲组油层为一套平原河流相沉积，流一段和流三段储集层为浅湖三角洲沉积。

4. 油层物性

由于取芯资料较少，故孔隙度、渗透率资料采用电测解释成果。4口井油气层和差油气层的孔、渗资料表明，以涠洲组孔、渗条件最好，平均孔隙度为27.0%，平均渗透率为1260.5×10^{-3}二次方微米，流一段次之，流三段最差，详见表3-6-44。

5. 含油饱和度

4口井的含油饱和度平均值以涠洲组最高，达63.0%；其次为流一段，为57.5%；流三段稍低为50.1%。

6. 油组划分

在三个含油层段中，仅对含油气情况比较好的涠洲组进行了油组划分，划分数据见表3-6-45。

油组划分结果，以Ⅲ油组最厚，为103～109米；以Ⅱ油组最薄，为48～56米。4个油组总厚为288～310米，参见图3-6-25。

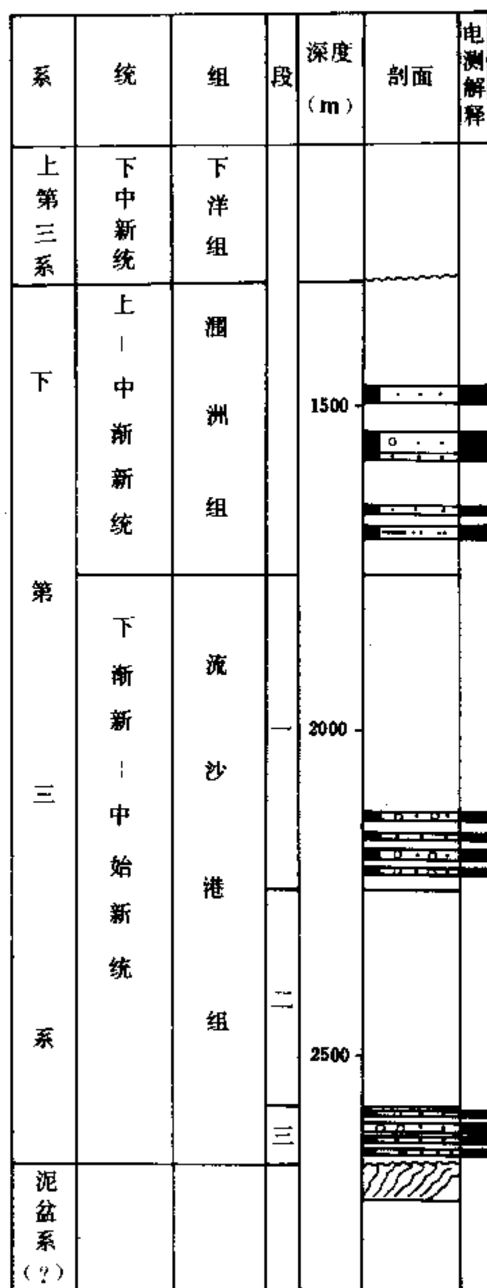


图3-6-24　涠11-4北构造涠11-4N-1井油层柱状剖面示意图

表3-6-44　涠11-4北构造孔隙度、渗透率资料数据表

地层＼内容	平均泥质含量（%）	平均孔隙度（%）	平均渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）	含油饱和度（%）
涠洲组	2.4	27.0	1260.5	63.0
流一段	5.1	17.6	219.1	57.5
流三段	4.3	15.8	117.6	50.1

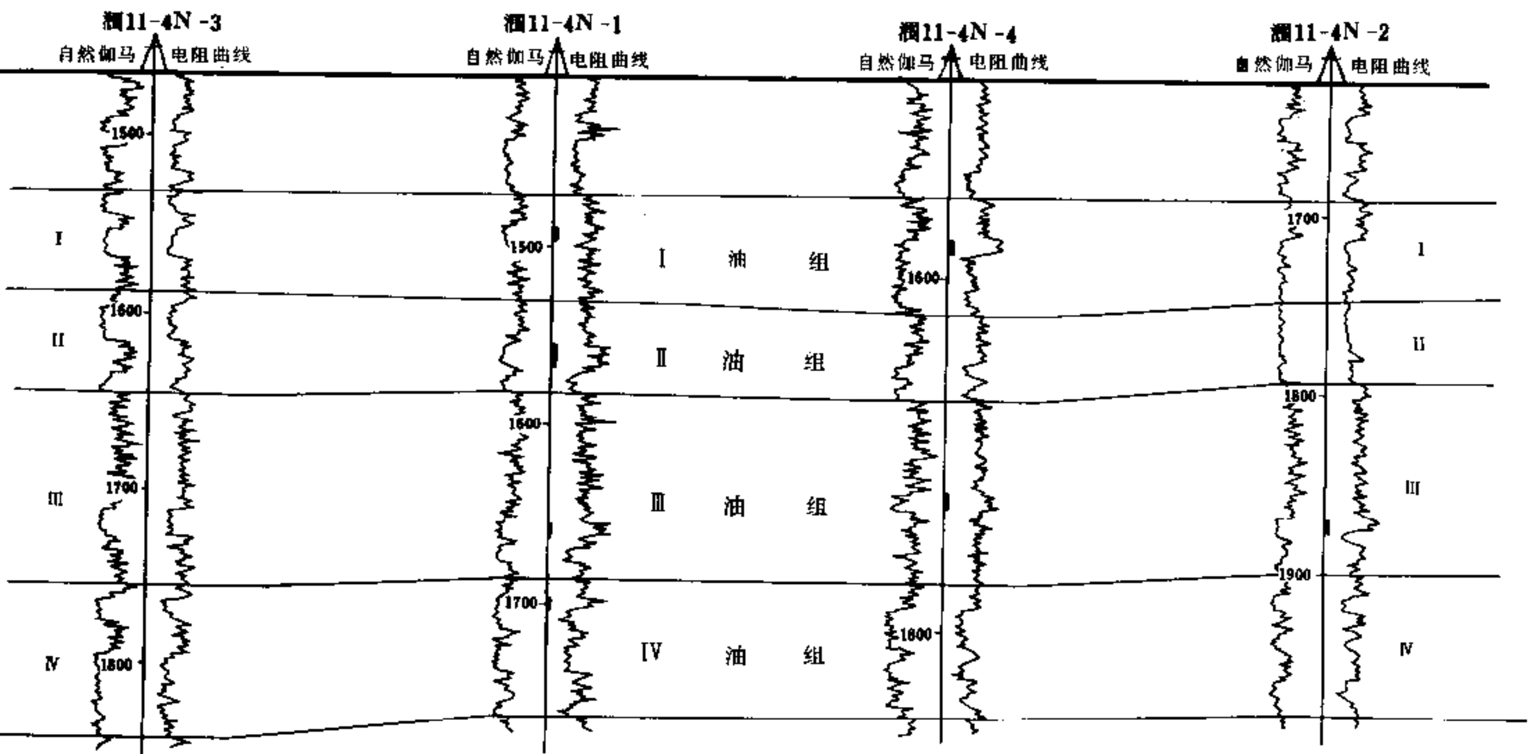


图 3-6-25 涠 11-4 北构造涠洲组涠 11-4N-1 至涠 11-4N-4 井油层对比图

表 3-6-45　涠 11-4 北构造涠洲组油组划分数据表

井号 / 井段及厚度 / 油组	涠 11-4N-1		涠 11-4N-2		涠 11-4N-3		涠 11-4N-4	
	井段 (m)	厚度 (m)	井段 (m)	厚度 (m)	井段 (m)	厚度 (m)	井段 (m)	厚度 (m)
Ⅰ	1469～1529	60	1689～1746	57	1531～1589	58	1554～1620	66
Ⅱ	1529～1581	52	1746～1792	46	1589～1645	56	1620～1668	48
Ⅲ	1581～1685	104	1792～1900	108	1645～1754	109	1668～1771	103
Ⅳ	1685～1763	78	1900～1977	77	1754～1841	87	1771～1846	75
Ⅰ～Ⅳ	1469～1763	294	1689～1977	288	1531～1841	310	1554～1846	292

三、构造特征

涠 11-4 北构造位于涠西南凹陷中部偏南，构造在凹陷南部的斜坡带上，基底是向南抬起的，参见图 3-6-26 和图 3-6-27。

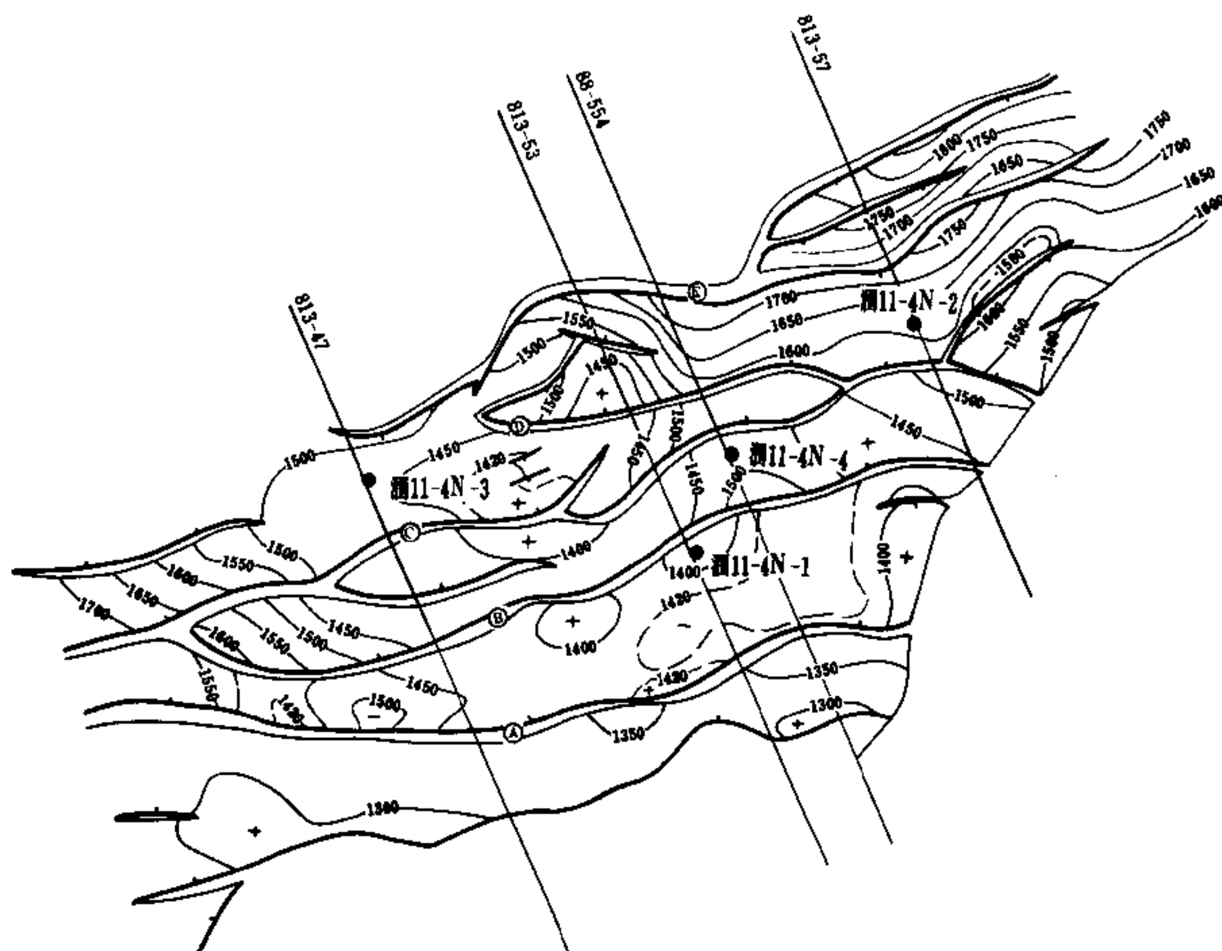


图 3-6-26　涠 11-4 北构造涠洲组油层顶面构造图

图中等值线单位为米

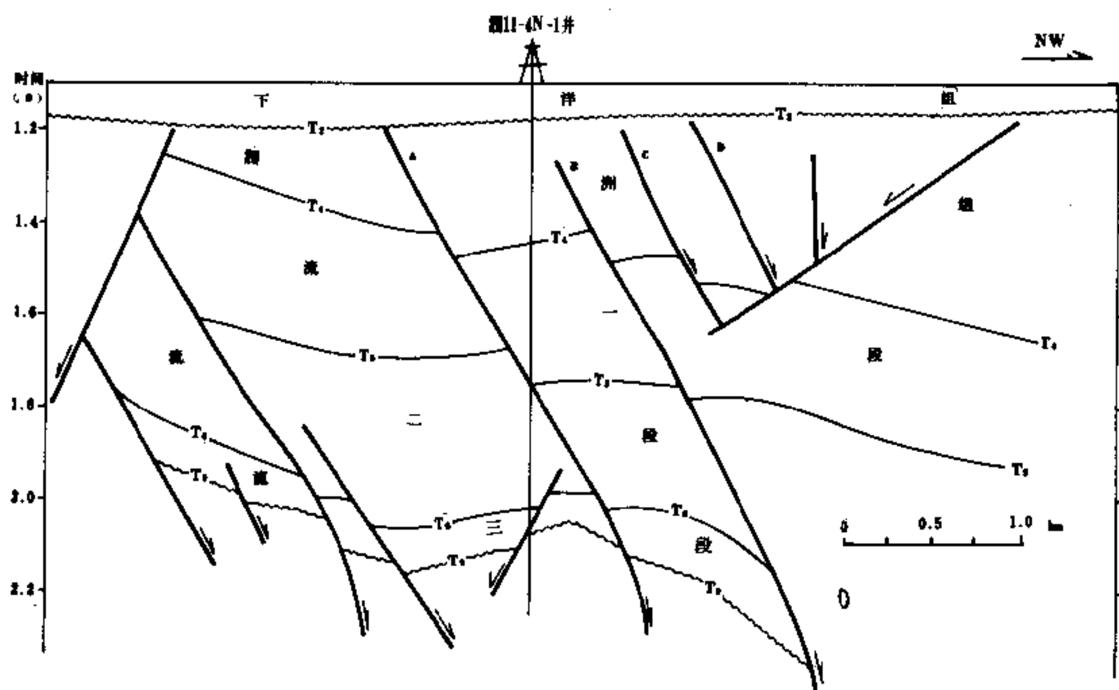


图 3-6-27　涠 11-4 北构造地震 813-53 测线横剖面图

从涠洲组油层顶面构造图及横剖面图可以看出，构造南面较浅，北面较深，大体上像一往南翘起的单斜。这个单斜被一系列北东向的正断层切割，形成许多断块，在这些断块上形成一些小高点，涠 11-4N-1 井就是钻在其中一个高点上。由于断层的切割，造成油水关系复杂化，如图 3-6-28 所示。

四、油层数据

4 口井的油层发育不一，厚度最大的为 79 米，最薄的为 14.2 米，其中以涠 11-4N-3 井和涠 11-4N-1 井较厚，见表 3-6-46。

从层位上看，各井各层位油气层厚度不同，涠洲组油气层厚度以涠 11-4N-1 井最厚(32.9 米)，而涠 11-4N-3 井则不含油。涠洲组 4 个油组中，涠 11-4N-1 井均见到油层，涠 11-4N-4 井有 2 个油组含油，而涠 11-4N-2 井只有一个油组含油。

五、试油

涠 11-4N 构造的 4 口井均进行了试油，共试油 9 层，其中涠洲组 4 层、流一段 3 层、流三段 2 层。涠洲组油层单层最高日产油量为 489 立方米；流一段单层最高日产油量为 46.56 立方米；流三段为 73.8 立方米。涠洲组油层采油指数高达 193.28 米^3/（日・大气压)，而流一段只有 0.43 米^3/（日・大气压)。详见表 3-6-47。

六、油、气、水性质

1. 原油性质

涠洲组原油具有高含蜡、高凝固点，低含硫，低密度和低粘度等特点。涠洲组的 10 个原油样品中，相对密度在 0.8192～0.8317 之间，平均为 0.8254；流一段原油的相对密度在 0.8583～0.8754 之间，7 个样平均相对密度为 0.8669；流三段原油密度有两种，一种是涠 11-4N-1 井的轻质油，其相对密度为 0.7582～0.7650，另一种是涠 11-4N-3 井的原油，其

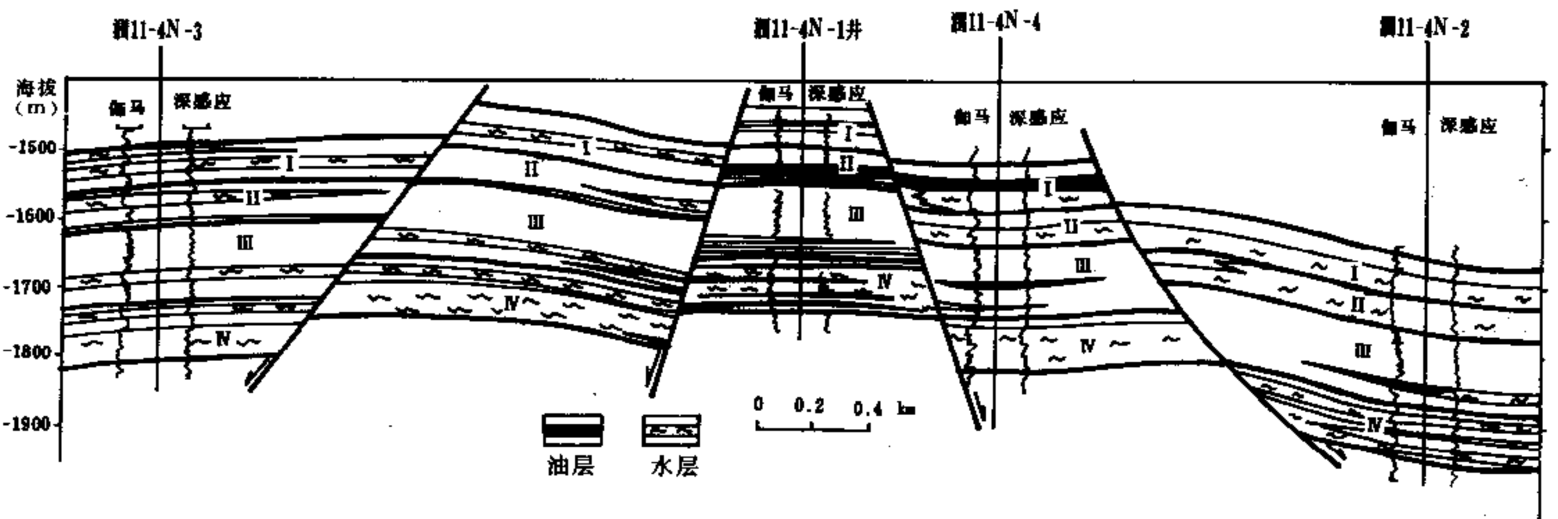


图 3-6-28　涠 11-4 北构造涠 11-4N-1 至涠 11-4N-4 井涠洲组油藏对比横剖面图

表3-6-46　涠11-4北构造油层数据表

层位和油组		涠11-4N-1 井段(m)	涠11-4N-1 厚度(m)	涠11-4N-2 井段(m)	涠11-4N-2 厚度(m)	涠11-4N-3 井段(m)	涠11-4N-3 厚度(m)	涠11-4N-4 井段(m)	涠11-4N-4 厚度(m)
涠洲组	Ⅰ油组	1489～1497	8.0		0		0	1577～1586	9
	Ⅱ油组	1554.2～1568	13.8		0		0		0
	Ⅲ油组	1655.5～1662.0	6.5	1867.6～1876.3	8.7		0	1721.3～1729.5	5.9 (1.7)*
	Ⅳ油组	1697～1701.6	4.6		0		0		0
	合计		32.9		8.7		0		24.9 (1.7)
流一段		2133.2～2227	7.6 (6.6)	2274～2306.5	5.5	2137.8～2333.6	60.1 (10.6)		
流二段		2585.6～2664.7	15.2 (8.2)			2843.7～2927.7	6 (2.3)		
总计	油气层		62		14.2		66.1		14.9
	差油气层		14.8		0		12.9		1.7
	油气层和差油气层		76.8		14.2		79.0		16.6

注：有"( )"者为差油气层。

相对密度为0.8392～0.8476，平均为0.8427。三个层位原油密度以流一段较大，但均属密度轻的原油。原油含硫量低，在0.01～0.15%之间，8个样品平均为0.074%；含蜡量高，在5.57～20.66%之间，平均为15.10%，详见表3-6-48。

2. 天然气性质

天然气甲烷含量低，多在75%以下，相对密度较大，在0.77以上，属油藏溶解气性质，分析结果详见表3-6-49。

3. 油层水性质

涠洲组油层水的水型为氯化钙型和氯化镁型，总矿化度为30009～44732毫克／升。流二段油层水为重碳酸钠型，总矿化度很高，最高达98220毫克／升，详见表3-6-50。

七、油层压力

根据试油过程中所取得的压力资料，计算出其压力系数为：涠洲组接近水柱压力，压力系数为0.9863～1.0241；流一段压力系数较大，为1.3508～1.3668；流二段为1.028。

八、油层温度

涠洲组与流一段油层温度略高，其温度梯度约为3.9℃／100米，流二段更高，达4.1℃／100米。

九、油藏类型及油藏驱动类型

涠洲组油藏属断块油藏类型，并且油层厚度变化大，常有尖灭现象。

油藏驱动类型：涠洲组油层因断层分割和油层尖灭，某些油层虽有底水，但无边水供给主要靠弹性驱动。

表 3-6-47　涠 11-4 北构造测试成果表

井号	层位	射孔井段 (m)	射孔厚度 (m)	油嘴 (mm)	求产时间 (h : min)	日产量 (m^3/d) 油	日产量 (m^3/d) 气	日产量 (m^3/d) 水	累积产量 (m^3) 油	累积产量 (m^3) 气	累积产量 (m^3) 水	地层压力 (kg/cm^2)	井口 压力 (kg/cm^2)	井口 温度 (℃)	井底 压力 (kg/cm^2) / 深度 (m)	井底 温度 (℃) / 深度 (m)	生产压差 (kg/cm^2)	采油指数 (m^3/(d · at))
11-4N-1	流三段 (DST_1)	2592.0～2629.5	22.7	19.05	9 : 45	73.8	136800		40	62000		266.74/2594.69	55	60.7	101.24 2594.69	133.3 2590	165.5	(气) 891
	涠洲组 (DST_2)	1488.0～1660.0	21	12.7	3 : 00	432	未测	0	54			154.76/1511.18	31.6	46.5	152.23/1511.8			
				12.7	10 : 00	489	未测	0	207			154.58/1511.18	31.7	56.0	152.23/1511.8	91.1/1508	2.53	193.28
11-4N-2	流一段 (DST_1)	2291.5～2318.0	16.0		1 : 09	4.67			0.224						136.7/2315.41	110.9/2315.41		
	涠洲组 (DST_2)	1867.0～1872.0		12.7	9 : 00	123	少量	148	34.5		41.7	188.24/1863.62	23	62.8	181.4/1863.62	97.9/1866.82	6.84	17.98
			5	8.0	1 : 52	68	少量	73					24.6	45.5	186.14/1863.62	98.6/1866.82	2.1	32.38
				19.05	8 : 00	250	少量	192	92		68.4	188.07/1863.62	18.63	72.8	178.77/1863.62	100/1866.82	9.47	26.4
11-4N-3	流三段 (DST_1)	2838.5～2927.5	16.8	8.0	13 : 51	21.3	5930	29.4 (泥浆)	45.6				15.8	36.67				
	流一段 (DST_2)	2305.2～2336.0	20.5	8.0	15 : 56	46.56	1630		35.4									
	流一段 (DST_3)	2137.5～2265.8	31.9	8.0	16 : 00	50.5	1767		31.4			287.63 (2129.25)	14.0	40.0	170.17 (2129.25)	110 (2118)	117.46	0.430
11-4N-4	涠洲组 (DST_1)	1721.2～1729.6	6.9	15.88	6 : 04	407.4	6278					169.2	16.9	42	154.35/1712.32	96.8/1715.7		
	涠洲组 (DST_2)	1577～1581	4.0	15.88	4 : 28	172.5	4347					154.72	14.8	45	140.24/1568.63	88.8/1571.63		

表 3-6-48 涠 11-4 北构造原油分析数据表

项目	井号	涠 11-4N-1		涠 11-4N-2		涠 11-4N-3		涠 11-4N-4	
	层位	涠洲组	流三段	涠洲组	流一段	流一段	流三段	涠洲组	
	井深(m)	1488.0~1660	2592~2629.5	1867~1872	2291.5~2318.0	2137.5~2265.8	2838.5~2927.5	1721.2~1729.6	1577~1581
密度(g/cm³)		0.8208	0.7650	0.8259	0.8694	0.8697	0.8414	0.8275	0.8317
凝固点(℃)		28	2	27	36	33	35	28	30
硫含量(%)		0.04	0.01	0.06	0.14	0.15	0.08	0.06	0.05
沥青质(%)		0.96	0.36	0.62	2.49	1.29	1.24	0.70	1.23
硅胶质(%)		1.78	0.78	2.23	7.75	10.14	2.96	3.36	3.63
含蜡量(%)		13.28	5.57	14.11	15.95	20.29	20.66	15.85	15.1
动力粘度(50℃，mPa·s)						7.23	5.71		
运动粘度(50℃，mm²/s)		4.13	1.34	4.48	23.03	20.26	6.96	4.92	5.62
闪点(开)(℃)		<29	<26	30	48	48	38	<29	<29
馏分组成(%)	初馏点(℃)	66	57	78	104	84	83	71	82
	100℃	3.5	11	1.4		0.8	1.2	3.0	1.2
	120℃	7.9	21.5	4.8	0.9	2.9	3.6	6.5	5.2
	140℃	12.1	32.4	9.2	2.5	5.1	7.2	11.2	9.4
	160℃	16.2	41.5	14.2	5.0	7.4	10.0	15.0	12.9
	180℃	20.0	48	17.8	7.5	9.1	13.8	18.5	16.0
	200℃	23.2	53.4	21.5	9.4	11.0	16.2	21.2	18.8
	220℃	26.6	58.5	24.9	11.2	12.8	19.0	23.9	21.4
	240℃	30.2	63	28.6	13.5	14.4	22.2	27.5	25.0
	260℃	34.8	67.8	32。6	16.5	16.4	25.8	31.1	29.3
	280℃	39.5	72.0	37.5	20.0	20.1	30.0	35.8	33.5
	300℃	44.6	75.8	42.6	23.9	23.9	34.8	40.0	38.2
总馏出量(%)		46.1	77.0	44.1	25.5	25.5	36.1	41.8	40.2

表 3-6-49 涠 11-4 北构造天然气分析数据表

项目	涠 11-4N-1		涠 11-4N-2		涠 11-4N-3		
层位	涠洲组	流三段	涠洲组		流一段		流三段
井段(m)	1488~1660	2592~2629.5	1867~1872		2137.5~2265.8	2305.2~2336	2838.5~2927.5
N_2(%)	1.90	0.54	0.36	0.28	0.44	1.28	0.40
CO_2(%)	2.02	3.32	1.81	2.00	3.31	0.06	7.69
CH_4(%)	58.79	73.85	50.23	49.01	64.57	75.33	61.18
C_2H_6(%)	18.06	11.22	20.93	20.97	5.33	4.36	13.67

项目 \ 井号	涠 11-4N-1		涠 11-4N-2		涠 11-4N-3		
层位	涠洲组	流三段	涠洲组		流一段		流三段
井段(m)	1488 ~1660	2592 ~2629.5	1867~1872		2137.5 ~2265.8	2305.2 ~2336	2838.5 ~2927.5
C_3H_8(%)	13.45	6.39	16.60	16.51	14.74	11.30	9.67
iC_4(%)	1.64	1.11	2.49	2.54	2.20	1.37	1.12
nC_4(%)	2.77	2.01	4.65	4.84	5.69	3.99	3.35
iC_5(%)	0.50	0.50	1.03	1.16	1.39	0.85	0.70
nC_5(%)	0.48	0.54	1.01	1.19	1.16	0.76	0.99
相对密度	0.8877	0.7718	0.9839	0.9910	0.9233	0.8025	0.8869
临界温度(°K)	249.09	227.83	267.39	267.87	250.55	231.18	245.33
临界压力 (kg/cm^2)	46.861	47.543	46.337	46.057	46.170	45.820	48.186
湿度(%)	37.93	21.92	47.07	47.79	30.22	21.82	31.25

表 3-6-50 涠 11-4 北构造油层水分析数据表

项目 \ 井号		涠 11-4N-1		涠 11-4N-2		涠 11-4N-3		涠 11-4N-4	
层位		流三段		涠洲组		流三段		涠洲组	
井段(m)		1592~2629.5		1867~1872		2854		1577~1581	
单位		mg/l	mg 当量/l	mg/l	mg 当量/l	mg/l	mg 当量/l	mg/l	mg 当量/l
阳离子	K^++Na^+	37835	1645.0	15474	672.8	17758	772.1	9961	433.1
	Ca^{2+}	88	4.4	1349	67.3	86	4.3	359	17.9
	Mg^{2+}	71	5.8	267	22.0	13	1.1	706	58.1
	Ba^{2+}			2	0.04			5	0.1
	总值	37994	1655.2	17092	762.1	17857	777.5	11031	509.2
阴离子	Cl^-	55775	1573.2	25867	729.6	23218	654.9	15961	450.2
	SO_4^{2-}	1770	36.9	772	16.1	4104	85.4	2157	44.9
	HCO_3^-	2612	42.8	1001	16.4	2270	37.2	860	14.1
	CO_3^{2-}	69	2.3	0	0	0	0	0	0
	总值	60226	1655.2	27640	762.1	29592	777.5	18978	509.2
总矿化度		98220	3310.4	44732	1524.2	47449	1555	30009	1018.4
水型		$NaHCO_3$		$CaCl_2$		$NaHCO_3$		$MgCl_2$	

十、油层评价

涠洲组孔隙度、渗透率条件好，产量高，但油层分散，如涠 11-4N-1 井 32.9 米油层分布在 212.6 米井段中，油层易尖灭，且多被断层切割，各井油水关系不一，这些都是不利因素。

流一段和流三段的油层薄，孔隙度、渗透率条件差，产能低，所以开发较困难。

第七章 油气资源预测及勘探方向

截至1988年12月底，北部湾盆地已钻探井及评价井37口、生产井8口，已获得地质储量上亿吨。

用残烃法计算的生油量为70.06亿吨，取排聚系数0.06，则资源量为几亿吨。热解法资源量为十亿吨左右。就是说，北部湾盆地的资源量在几至十几亿吨之间。

北部湾盆地的勘探方向主要是：

①应把紧临生油凹陷或在生油凹陷中的圈闭作为勘探的主攻方向，重点放在涠西南凹陷及乌石凹陷。因海头北凹陷生油岩发育不好，不应作重点。

②应选择流三段作为勘探的主要目的层，其次是流一段，第三是涠洲组及上第三系。

③选择圈闭条件较好，深浅适当（目的层深度最好在2200～3000米之间）的构造进行钻探。

④在寻找构造油藏的同时，注意寻找非构造型油藏。

参 考 文 献

广东省地质局，1965，《廉江幅（F-49-XX1）区域地质测量报告书》。

中华人民共和国石油公司南海分公司、中华人民共和国地质勘探公司广州分公司、《南海北部大陆架第三系》编委会，1981，《南海北部大陆架第三系》，广东科技出版社。

中华人民共和国石油勘探公司南海分公司、中华人民共和国地质勘探公司广州分公司、中国科学院南京地质古生物研究所等，1981，《南海北部大陆架第三纪古生物图册》，广东科技出版社。

刘祖惠等，1981，"南海海域莫霍面等深图"，中国科学院南海海洋研究所刊。

第四篇　莺歌海、琼东南盆地

第一章 自然地理概况

莺歌海、琼东南盆地位于南海北部大陆架西部，在海南岛以南，界于北纬 15°20′～20°20′、东经 106°15′～112°05′之间，西北界伸至越南红河口附近。盆地面积达 12.8 万平方公里（见图 4-1-1）。

1.气温

海南岛南部海区，属热带地区，年平均温度为 25.5℃，最高温度达 35.7℃。

2.潮汐、潮流、海流

潮汐：以不规则的日潮为主，最高潮汐 2.24 米，最低 0.26 米，平均 1.12 米。

潮流：涨潮时，潮流向西北，流速 1 节左右；落潮时，流向东南，流速增大至 2 节左右。

海流：流速较大，流向稳定，岸流随季节而变，冬季流向西南，夏季流向东北。

3.台风、海浪

台风：受两种台风的影响。一种是在南太平洋产生的台风，经过菲律宾进入南海，然后到莺歌海海区。这种台风风力较大，一般达 12 级以上，但台风从形成到它到达本海区的时间较长，一般可以有充分的时间作好防台风准备工作。另一种台风是在南海海域由“南海热带低压”所形成。这种台风风力小，一般在 12 级以下，但它来得快，一般没有充分的时间作好防台准备工作。

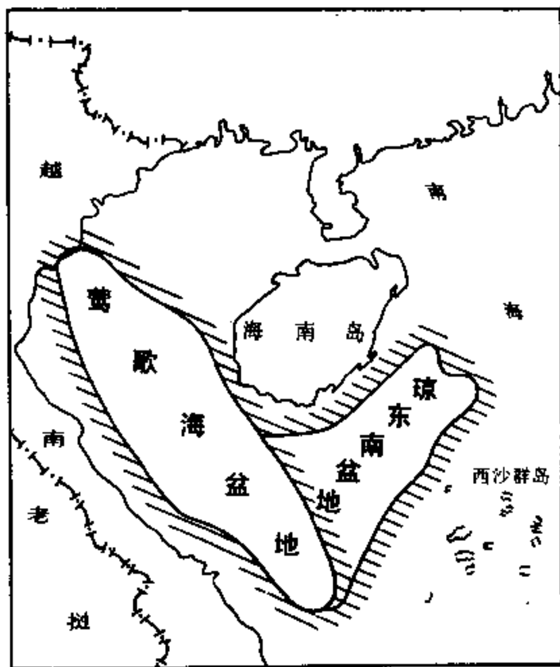


图 4-1-1 莺歌海、琼东南盆地位置示意图
本文所提到的莺歌海海区是指 108°以东的莺歌海、琼东南盆地范围的部分，是北部湾海区南部及南海海区的一部分

强台风风速一般为 35 米／秒（12 级风），最大达 75 米／秒。强台风经过本区次数平均每年二次。台风发生时间在每年 5～12 月份，但多数在 8、9、10 三个月。

风浪：最大浪高可达 9.5 米。

4.海底地貌

莺歌海盆地，海底较平坦，从盆地边界向盆地中心海水逐渐加深，最深处达 100 米，如图 4-1-2。但琼东南盆地的海底地貌变化很大，在 0～200 米水深范围内，地形较平坦，坡度为 0.1°，从 200 米至 1200 米水深范围内坡度突然变陡，其坡度变为 28°，1200 米水深以下坡度又变缓为 1.3°左右。盆地东南部水深可达 2000 米。

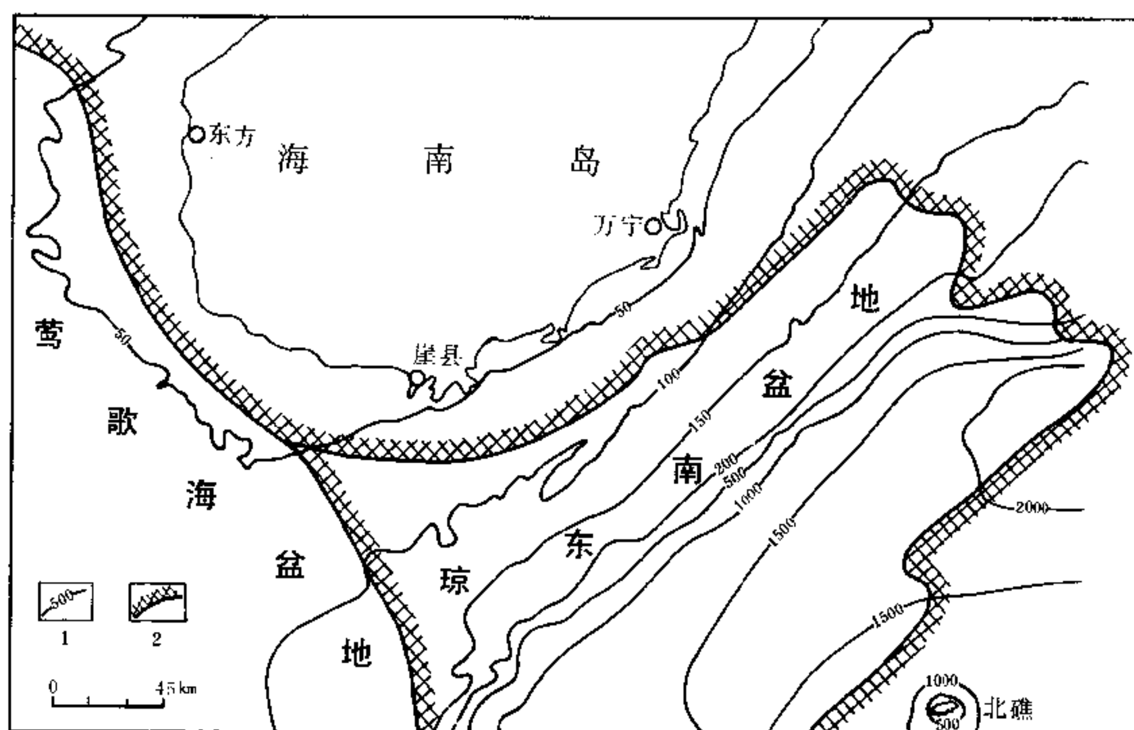


图 4-1-2　莺歌海、琼东南盆地水深图

1—等水深线（米）；2—盆地边界

第二章 勘探历程

第一节 初探阶段

1965年以前，可为海上找油的初探阶段（参见图4-2-1）。

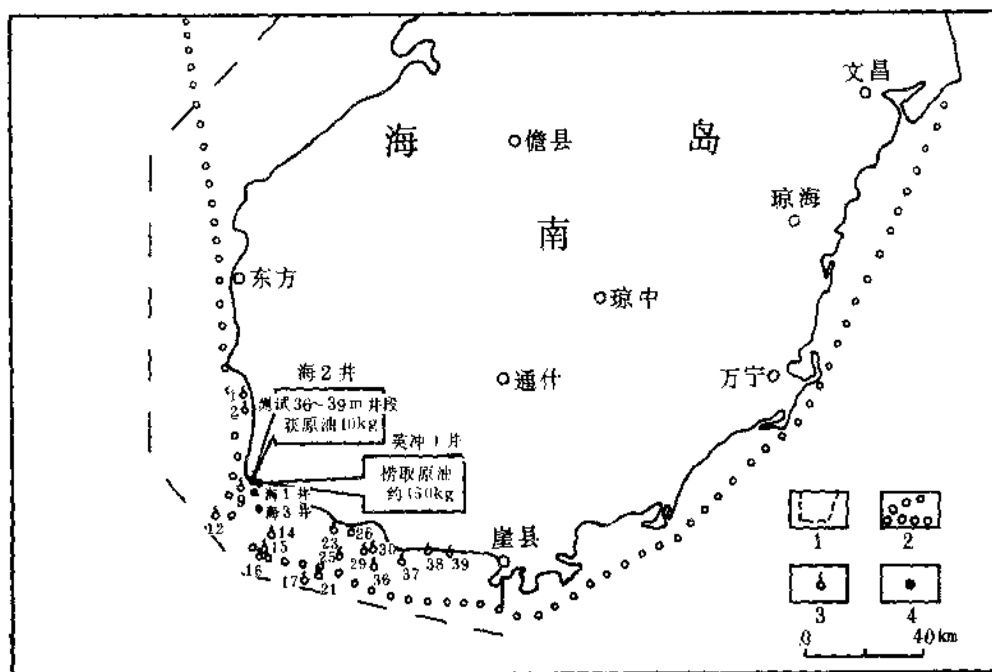


图4-2-1 莺歌海、琼东南盆地1965年以前勘探历程图

1—浅海地震范围线；2—航磁范围线；3—油气苗；4—井位

莺歌海的石油勘探首先是从油气苗的调查开始的。1957年以前，莺歌海附近的渔民就曾见到海上有油气苗，莺歌海盐场的同志还作过调查。1957年春，原石油部根据群众报矿派人前往莺歌海调查油气苗。在当地群众和榆林港海军潜水班的支持下，于1957年4月21日将渔船开到油苗地点（离莺歌海海岸1.5公里，水深13米处），经调查查明气泡是从钙质粉砂岩的裂缝中冒出来的，同时取了4瓶气样并敲了几小块岩石标本。气样有较浓的硫化氢气味，点火能燃。岩石有强烈汽油味。调查完毕后，将调查报告，连同气样、岩样一并报送石油部勘探司。

1961年，广东省石油局104队对该地区油气苗又进行了调查。群众提供的油气苗有35处，另外感城附近还有4处，共39处。被证实有11处（图4-2-2）。

1963年11月～1964年5月，茂名石油公司地质处海上研究队在莺歌海—三亚浅水区（水深30米范围内）作浅海地震普查，共作测线1059.75公里，面积为1800平方公里。发现一个背斜和5个鼻状构造。

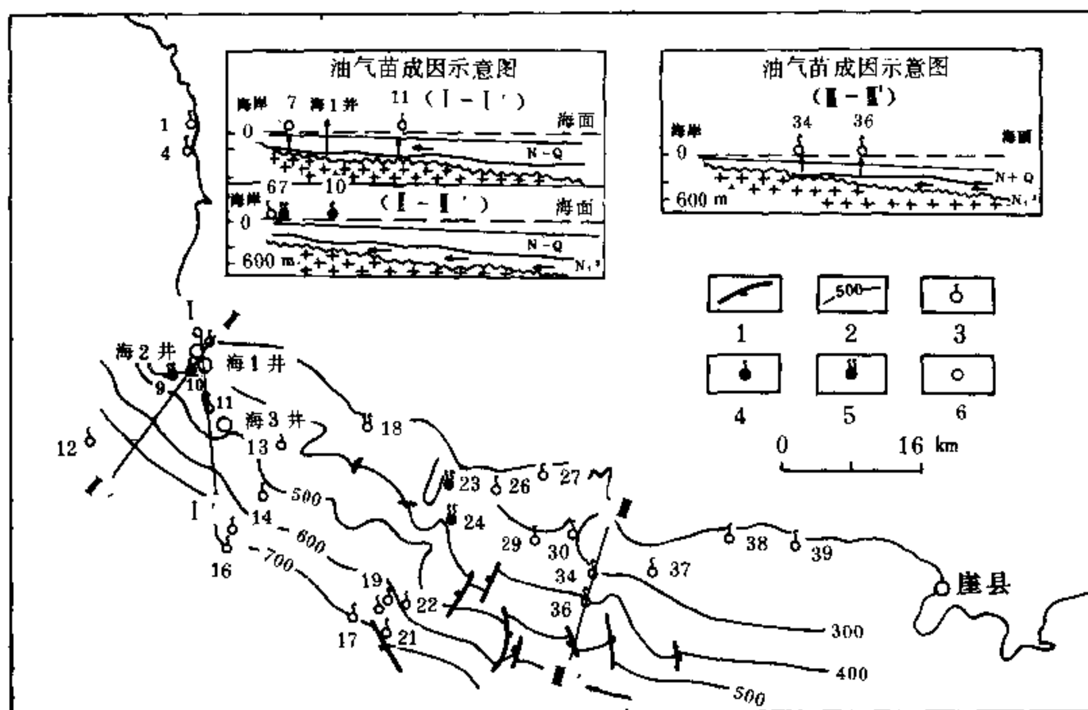


图 4-2-2　海南岛南部沿海油气苗分布图

1—断层；2—T_8 构造线（米）；3—气苗；4—油苗；5—油气苗；6—井位

1964 年 12 月～1965 年 5 月，海上研究队从海南岛西部莺歌海—八所—后水湾作浅海地震 1242 公里，面积为 7200 平方公里。

1960～1965 年期间，在莺歌海浅水区钻了 5 口浅井，即英冲 1 井、英冲 2 井、海 1 井、海 2 井和海 3 井，总进尺 891.24 米。其中在海 2 井上第三系上新统望楼港组（现改称莺歌海组）捞获原油 10 千克，英冲 1 井捞获原油 150 升。

1965 年以前的勘探阶段，主要取得了以下几项成果。

①对油气苗进行了调查，证实了油气苗的存在。

②开展了海上浅海地震工作，发现了 6 个局部构造。

③开展了海上钻井工作，获得了少量油流。

④推测莺歌海海域是有含油远景的地区。

第二节　正规自营勘探阶段

1965～1979 年是对外合作前的正规自营勘探阶段。1974 年开始在莺歌海做地震工作，至 1977 年共做地震测线 18000 多公里，在此期间还做了莺歌海盆地的航空磁测工作。

1977 年 3 月 2 日，莺 1 井正式开钻，该井位于莺歌海盆地的①号断层（见图 4-4-9）附近。使用从新加坡进口的一条自升式钻井平台“南海 1 号”。共用了 1 个月零 27 天，于 1977 年 4 月 29 日完钻，完钻井深 3071.38 米。该井首先发现了 2237 米厚的上第三系和第四系，且上第三系直接覆盖在寒武系混合岩之上。该井电测解释有 3.8 米气层（1772.2～1776.0 米）及 10.5 米差油层，未进行测试。

1978 年 4 月 22 日，莺 2 井开钻，用的是从挪威进口的半潜式钻井船，编号为“南海 2 号”。该井位于莺歌海盆地乐 8–1 构造附近（原$Ⅲ_2$构造核部），设计井深 3500 米。因上第三系莺歌海组大套泥岩垮塌严重，无法钻进，于 2335 米完钻，未达到设计要求，油层套管仅下至 1819 米。莺 2 井 1885 米以上地层主要为浅灰色粘土夹少量粉砂岩，底部夹两层有孔虫灰岩，共厚 4 米，其孔隙度高达 30～32.5%。该井电测只测到 1795 米。电测解释有 5 层气层，厚 21 米（1258.8～1755.6 米井段），岩性均为泥质粉砂岩。另外，未电测部分地质解释有 8 层气层，共厚 20 米（井段 1882～2203 米），岩性为泥质粉砂岩、泥岩、泥质白云岩和有孔虫灰岩。上述解释的气层在钻井过程中均见气测异常，全烃含量最高可达 58%。对 1819.26～2100 米井段进行裸眼测试，因井壁垮塌未能成功。另外对 1570～1757 米井段进行了测试，射开 18 米，因气层岩性差，浸泡堵塞严重，只产少量气，无法计量，取样分析含非烃气体 70%，烃类气体 30%，非烃气体以二氧化碳为主（占 66.81%）。

从气体分析资料来看，井深 2100 米以下属气层气性质，其烃类气体成分中甲烷占 83.4%，重烃含量为 4.5%。从地质发展历史观点看，深部地层应以碎屑岩为主，综合判断是寻找上第三系油藏很有前景的地区。

1979 年 3 月 12 日，用“南海 2 号”钻井船开钻第三口井，即莺 9 井。该井位于琼东南盆地松涛凸起旁边的松 32–2 构造上，完钻井深 2849.79 米，于 2697 米进入花岗岩基底。该井首次在琼东南盆地发现下第三系（2146～2697 米，厚 551 米），岩性为灰色、灰白色砂岩、含砾砂岩夹灰色泥岩及石灰岩等。并发现油气层，电测解释有油层 1 层，厚 14 米（2505～2519 米），油水同层 1 层，厚 6 米（2519～2525 米）。射开 2511～2523 米，经测试，获得日产原油 37.56 立方米。

莺 9 井完钻后，另钻位于①号断层以北的莺 6 井。1979 年 8 月 1 日开钻，同年 10 月 27 日完钻，井深 2500 米，于 1890 米钻完上第三系进入白垩系地层。

莺 6 井钻井过程中仅见一些气测异常，电测解释有 4 层共厚 30.2 米的含气水层（895～2059 米井段）。测试 2 次，第一次在 1510～1816.95 米裸眼测试，见到少量水，无油气。第二次在 895～982 米，射开 3 小层共厚 17.8 米，日产水 16.5 立方米，只见到少量气（无法计量）。莺 6 井原计划钻勘礁油藏，但只从 1743～1768 米见到 3 层灰色钙质白云岩、1 层砂质、钙质白云岩，其厚度自上而下分别为 8.5 米、2 米、1.5 米、3.5 米。4 层共厚 15.5 米，在这 4 层白云岩之间为灰色、灰白色砂、砾岩，其厚度为 5 米、35 米和 1.5 米。

这 4 层钙质白云岩在镜下鉴定见到大量苔藓虫和红藻，因此称这 4 层钙质白云岩为“白云岩化红藻—苔藓虫礁缘相石灰岩”，孔隙度达 14.5%，储油物性是好的。

根据资料判断，莺 6 井没有钻在礁核上而是钻在礁缘上。作为探礁油藏的莺 6 井，虽然未见到油层，但首次证实了有礁的存在。

这一阶段勘探工作量见图 4–2–3。共完成地震测线 23233.4 公里。

钻井 4 口，进尺 10756.38 米，其中取芯进尺 37.01 米，岩芯总长 30.99 米，岩芯平均收获率为 83.73%，试油 4 口井 12 层，出油 1 口（莺 9 井）。

这一阶段取得下列成果

①发现莺歌海盆地有万米以上的第三系。

②发现松涛 32–2 含油构造，证实了莺歌海盆地有油气存在。

③发现 37 个局部构造和 11 个生物礁。

总结正规自营勘探阶段的工作，有以下两点经验：

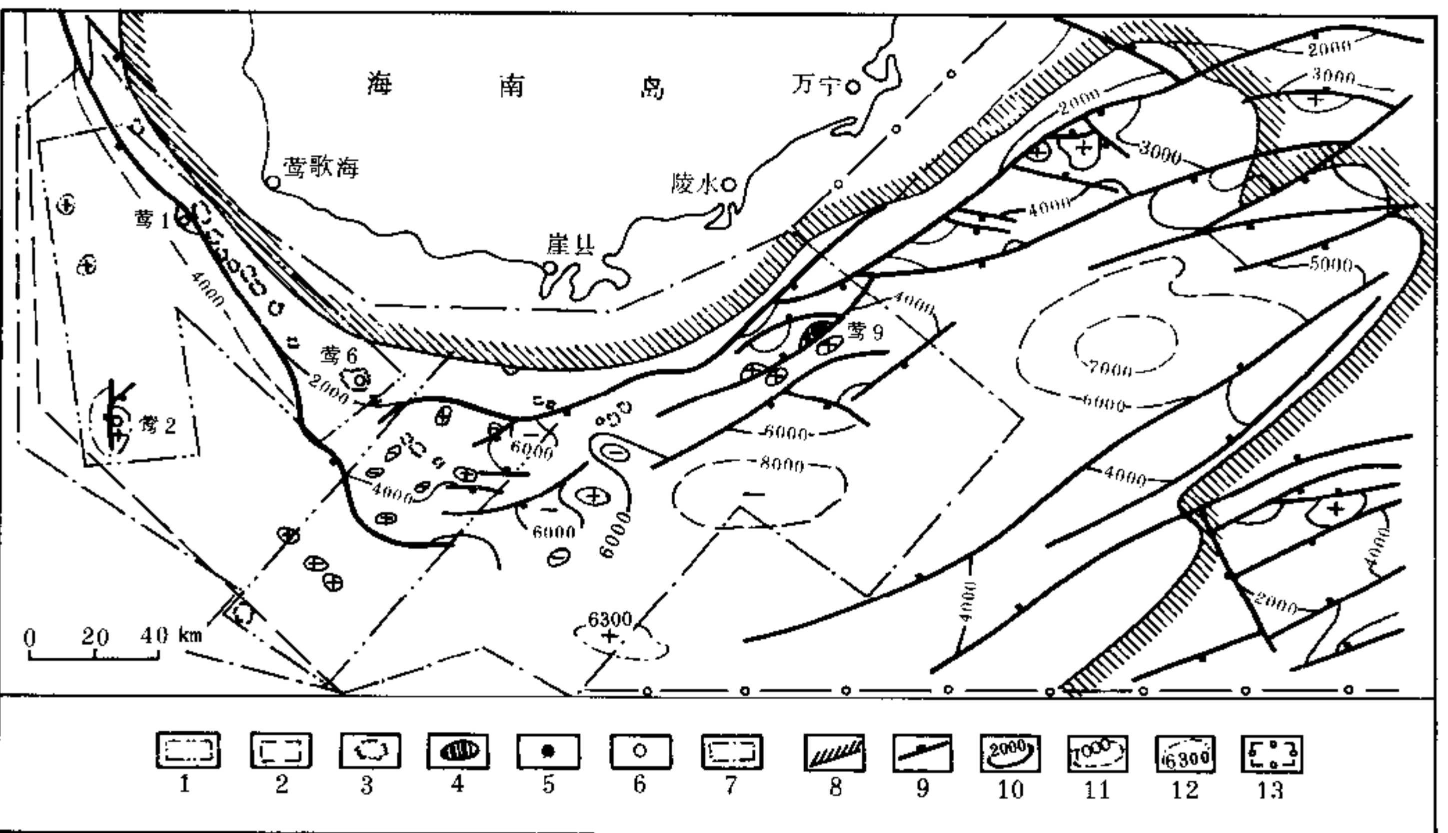


图 4-2-3　莺歌海、琼东南盆地 1965～1979 年勘探历程图

1—地震详查区；2—航磁区；3—礁；4—获油流构造；5—油井；6—干井；7—地震普查区；8—盆地边界；9—断层；10—T_{10} 构造线（米）；11—T_{10} 推测构造线（米）；12—T_5' 构造线（米）；13—概查区；图中 T_g 相当于第三系底界、T_5' 相当于上新统底界

1）1973年初，南海石油勘探指挥部筹备处成立后，就面临着在32万平方公里的南海北部大陆架上，怎样选择勘探区进行勘探，尽快找出油田来的问题。对当时仅有的少量资料进行分析后，认为莺歌海地区有39处油气苗，并在浅海区的莺冲1井和海2井见到少量油流，推断油气是从凹陷深处向浅处运移来的，莺歌海地区是具有良好油气远景的地区。因此，选择莺歌海地区作为油气勘探的突破口。1974年做了少量地震工作后，发现莺歌海盆地有上万米的沉积层，这更加提高了对莺歌海盆地的评价。从1974～1977年便安排当时仅有的一条地震船在莺歌海地区工作，共作地震测线2万多公里。作出了构造图，对莺歌海盆地的斜层（砂体）和①号断层附近的礁体进行了研究。这些资料为以后的探井布署提供了依据。

2）在井位安排上，所钻的4口井钻了4种圈闭类型：莺1井为断层圈闭，莺2井为低背斜，莺9井为背斜，莺6井为生物礁。勘探初期甩开钻探各种不同类型的圈闭，无论对地质研究或发现油气田都有好处，事实证明首钻见到油气层，钻到第三口井时便见到了油流。钻探构造发现油气的成功率为75%。证明当时提出的“海陆并举，以海为主，区域着眼，重点突破”的勘探方针是正确的。

第三节　中外合作勘探阶段

1979～1988年是我国开展对外合作勘探阶段（图4–2–4）。

1979年10月27日，当莺6井完井后，我国政府决定与外商合作进行石油勘探。1979年初，把南海北部大陆架从西到东划分为六大物探区块，莺歌海盆地占了1个区块的全部和2个区块的部分海区。盆地西部为阿莫科区块，盆地中部为阿科区块，盆地东部为莫比尔区块的一小部分。

阿莫科物探区块合同于1979年11月11日正式签字生效，于1979年11月16日到1980年3月18日进行了野外施工。阿科物探区块合同于1979年3月19日签字生效，1979年5月25日～1979年8月10日进行野外施工。莫比尔物探区块合同于1979年6月6日签字生效，野外施工时间是1979年8月22日～1980年2月28日。野外地震采集工作结束后，便转入资料处理、解释及油气评价工作。外商及我方对莺歌海海区的评价工作均于1981年结束，1982年开始划分区块对外招标。

莺歌海盆地中东经109°30′以西的9000平方公里面积为阿科公司中标。

1982年9月19日，中国海洋石油总公司与阿科（ARCO）中国有限公司和圣太菲矿业（亚洲）有限公司在北京签订了“在中国南海莺歌海盆地部分海域合作进行石油和天然气的勘探开发和生产的合同”。

合同规定：①工作区面积9000平方公里；②合同者单独承担勘探费用和风险；③开发生产费用中方可参与0～51%的股份；④勘探期为7年，分为三个阶段进行；⑤合同期限：油田为合同生效后25年，气田为35年。

该合同需经两国政府有关单位批准后方可正式生效。后经中国对外经济贸易部、美国税务总署先后于1982年10月11日和1983年10月5日批准。

为了争取时间早日开始勘探，中方和阿科双方签字同意在两国政府批准前即行开始，于是第一口井（崖8–2–1井）于1983年1月9日正式开钻，并于当年3月20日完钻，井深4288.84米，未见油气。

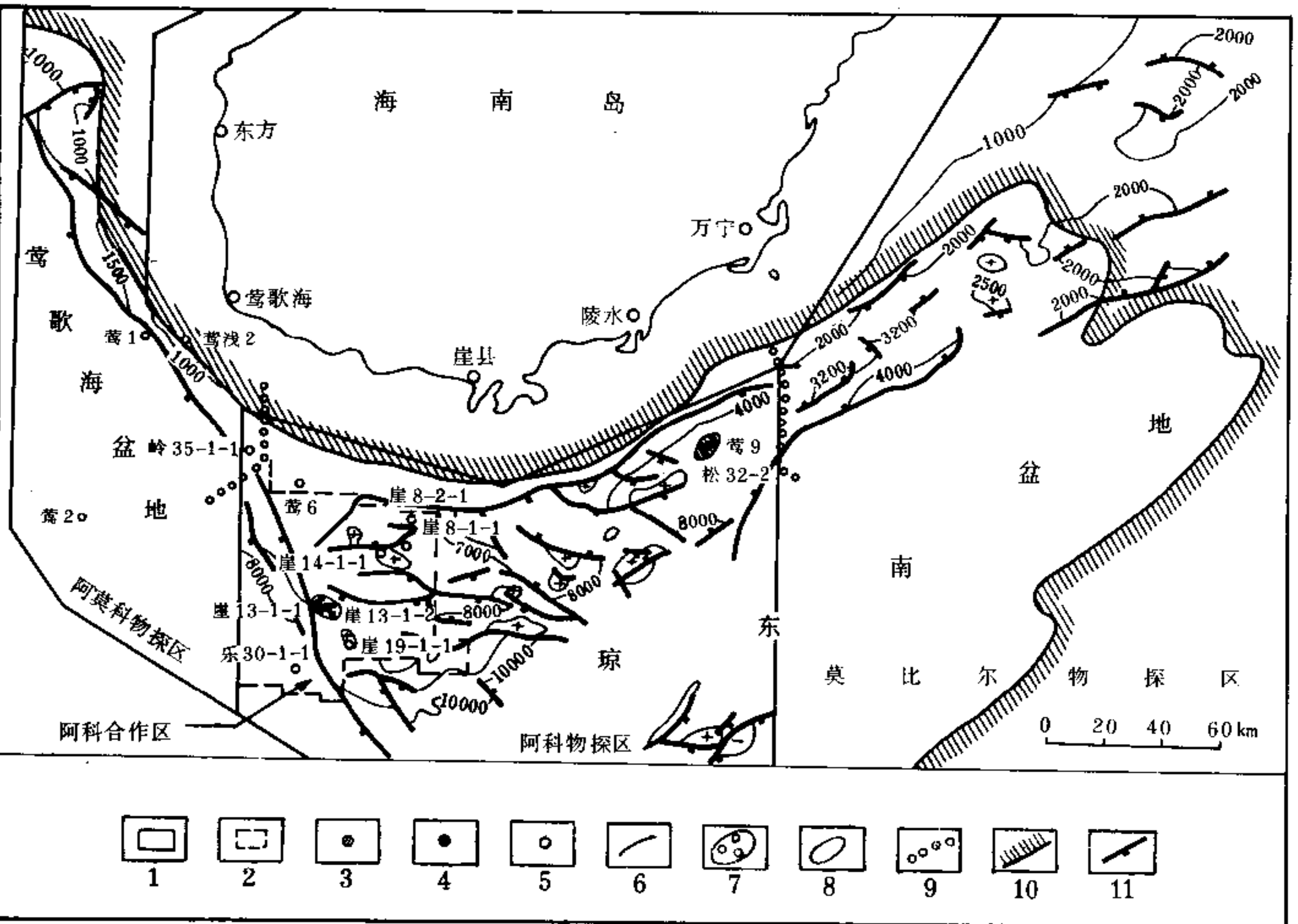


图 4-2-4 莺歌海、琼东南盆地 1980~1988 年勘探历程图

1—外商物探区；2—与外商合作区；3—气井；4—油井；5—干井；6—T_{10} 构造线（米）；7—气田；8—含油构造；9—接图线；10—盆地边界；11—断层

①阿科物探区等值线为 T_9 反射层深度线（米），阿莫科和莫比尔物探区为 T_9 反射层等 t_0 线（毫秒）；②海磁和重力只在阿科物探区进行，航磁已覆盖全区；③地震工作量包括阿莫科和莫比尔整个物探区

第二口井，即崖 13–1–1 井，于 1983 年 4 月 5 日开钻，同年 6 月 12 日完钻，井深 3822.19 米，于井深 3573.8～3702.1 米发现气层，总厚 89.9 米。共测试 5 层，其中第三层日产气量为 627200 立方米。这是一个很大的发现。以后在同一构造上又钻了一口井（崖 13–1–2 井），获得更厚的气层，总厚达 155.8 米。

在崖 13–1 气田发现后，甩开钻探了 5 个构造，即崖 19–1、崖 14–1、崖 8–1、岭头 35–1 及乐东 30–1 地震振幅异常体。但这 5 个构造均不理想，崖 19–1–1 井仅见到 11.5 米气层，认为无商业价值，未进行测试。崖 14–1–1 井见到 1.5 米油层（2776.6～2778.1 米），下地层测试器获得 17 升稠油，相对密度高达 0.9863，运动粘度在 100℃时为 424.41 毫米^2/秒。

乐东 30–1–1A 井见到高压气显示，崖 8–2–1 井及岭 35–1–1 井均未见显示。

1986 年在崖 13–1 气田上又钻了 2 口评价井（崖 13–1–3、13–1–4 井），均获得高产天然气流。

这一阶段（1979 年 10 月～1988 年底）莺歌海、琼东南盆地共完钻 11 口井，总进尺 43067.6 米，其中取芯进尺 549.47 米，岩芯长 417.02 米，平均收获率 75.89%，试油 5 口井 21 层，其中有 10 层为气层，共作地震测线 33285.8 公里。局部构造 117 个。

这一阶段所取得的主要成果有：

①发现 13–1 大气田。

②在崖 8–2–1 井中发现了厚达 1726 米的下第三系，并且证实有生油能力。

这一阶段属勘探初期，钻井是以甩开钻探为主，除了在崖 13–1 构造钻了 2 口井外，其余各井分别钻在不同构造上，井位的布置有的钻在凹陷的边上，有的钻在凸起上，有的钻在北部隆起上，真是深浅结合，类型多样，除探背斜外，还探了生物礁。这批井钻下来，对分析油气分布规律，为下步找油提供了更多的依据。

这一阶段对物探工作也很重视。地震工作在原来 4×4 公里地震测网的基础上，大部分地区加密到 1×1 公里，有些地方还做了三角形测网，这种重视地震工作，以便更好地了解构造的做法是值得提倡的。

从海上开始勘探以来，至 1988 年底，总计完成工作量如下（图 4–2–5）：

①地震测线 57761.2 公里，重力 12259 公里，磁力 12259 公里。

②钻井 20 口（包括 5 口浅井），进尺 54715 米，其中取芯进尺 582 米，芯长 448 米，平均岩芯收获率为 76.91%。

③试油 10 口井 32 层。

勘探效果：

①英冲 1 井捞出原油 150 千克。

②海 2 井捞出原油 10 升。

③莺 9 井日产油 37.56 立方米。

④发现了崖 13–1 大气田。

⑤发现主要局部构造 117 个。

⑥崖 14–1–1 井见到稠油，崖 19–1–1 井、乐东 30–1–1 井见气显示。

总之，通过上述工作，明确了该区是个很有油气潜力的地区，并为进一步工作提供了宝贵的资料。

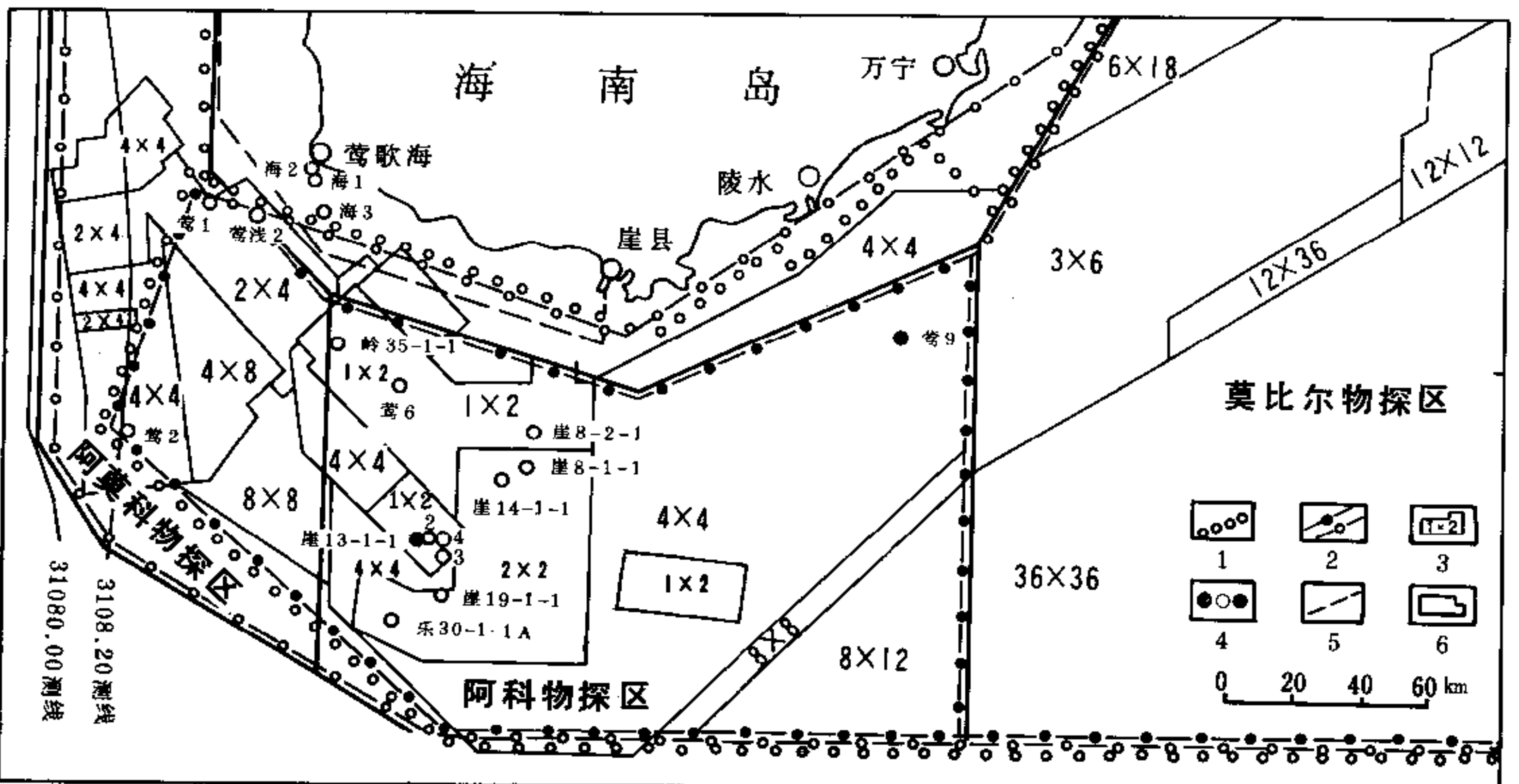


图4-2-5　莺歌海、琼东南盆地勘探程度图

1—海磁；2—重力（黑点线）、航磁；3—地震测线密度（公里）；4—井位；5—浅海地震；6—外商物探区块

第三章　地层及沉积相

第一节　盆地周围的地层概况

莺歌海、琼东南盆地北面的海南岛出露地层，最老的为寒武系。从寒武系至第四系，除三叠系地层缺失外，其他各系地层均有分布。但各系地层厚度都较薄，只有白垩系及福山凹陷的第三系较厚、均在3000米以上。海南岛上中生界花岗岩及印支期混合花岗岩均极发育，占海南岛面积的40%以上。另外第四系玄武岩也很发育，但只分布于海南岛的北部及东北部。

莺歌海、琼东南盆地的西南面，越南陆地的顺化、岘港一带，出露最老的地层是寒武系变质岩，其上有古生界、中生界分布，也有中生界岩浆岩，情况与海南岛相似。在我国西沙群岛的永兴岛上，西永1井钻遇的一套变质岩地层（花岗片麻岩）其同位素年龄为6.27亿年，时代属前寒武纪。由此看来，越南岘港、中国西沙均有前寒武系地层，而海南岛则未见到前寒武系的分布。区域地层情况详见图4–3–1。

在海南岛南端，三亚市附近的泥盆系、奥陶系和寒武系地层岩性与岛上其他地区该时代地层的岩性有较大差别，另行命名"群"（见图4–3–2）。

岛上有一种混合岩，它与寒武系陀烈群是渐变过渡关系，其构造及褶皱形态与陀烈群一致，可能是加里东运动的产物。这种混合岩按其混合化程度分为混合化变质岩、混合岩及混合花岗岩，其中以混合岩为主。混合岩成分为云母、角闪石、长石、石英等。混合岩由区域变质岩基体及少量顺层侵入的脉体构成。基体以片岩为主，片麻岩次之。

岛上侵入岩的分布面积约14000平方公里，占全岛面积的40%。侵入岩以花岗岩类为主，闪长岩类及辉长岩类较少。侵入岩共有5期，侵入时代：第一期在二叠纪后，第二期可能是三叠纪；第三期在早侏罗世与早白垩世之间，第四期在早、晚白垩世之间，第五期时代不清，但比第四期为新。

海南岛的喷出岩，主要分布在岛的北部，分布面积约4500平方公里，岩性主要为玄武岩，少部分是流纹岩及安山岩。玄武岩喷出时间主要为晚第三纪至第四纪；流纹岩为中生代末期的产物。

第二节　盆地内部第三系

至1988年底在盆地内部已钻井15口，其中9口井钻遇下第三系地层。

一、重点井

重点井分层数据详见表4–3–1。

二、地层划分标志层

从目前所钻各井的资料看，有5个标志层可作为地层对比的依据。其中上第三系3个，下第三系2个。

界	系	统	阶	地方地层名称	符号	剖面	厚度（m）	岩性描述
新生界	第四系				Q		35~181	砂、砾石、砂质粘土、玄武岩
	上第三系			华场群	Nbhc		205~>590	灰绿色页岩、粉砂岩，灰白色粗砂岩、细砂岩及砂砾岩
				长昌群	Nach		110~565	上部为灰色、灰黑色油页岩、碳质页岩夹煤层；下部为灰色粗砂岩、粉砂岩和暗红色砂砾岩
	下第三系				E		280~550	棕红色粉砂岩夹粗砂岩，灰色油页岩，棕红色砂砾岩、粗砂岩
中生界	白垩系	上统		报万群	K_2bw		>2145	上部灰紫色复矿质砾岩、砂砾岩夹粉砂岩，中部紫灰色砂砾岩、粉砂岩，下部紫灰色复矿质砾岩、砂砾岩和紫红色页岩
		下统		鹿母湾群	K_1lm		1993~>2599	紫红色粉砂岩，灰绿色钙质页岩，紫红、灰紫色粗砂岩、砂砾岩和砾岩
	侏罗系	下统		岭文群	J_1l		>355	灰黑色粉砂质页岩、杂色砾岩、砂砾岩
古生界	二叠系	上统		南龙组	P_2n		420	灰黄、深灰色粉砂质页岩，黄褐、深灰色页岩，灰色砂砾岩
		下统		鹅顶组	P_1od		580	深灰色燧石灰岩，灰岩，灰黄、灰紫色页岩，钙质页岩；顶部有一层深灰色粉砂岩
				峨查组	P_1oc		>190	灰色粉砂岩、页岩，深灰色泥灰岩
	石炭系	上统		光片山组	C_3g		>180	浅灰、深灰色生物灰岩，含燧石小结核
				乐东河组	C_3l		>360	黄褐色粉砂质页岩，灰黄、深灰色页岩、碳质页岩夹细砂岩
		中统		石岭群	C_2sh^b		220~380	灰色、深灰色白云质灰岩，深灰色燧石灰岩
					C_2sh^a		100~285	灰、深灰色粉砂质页岩，灰白色细砂岩，灰黑色砂砾岩
		下统	大塘阶	青天峡组	C_1dq		350~610	灰黄色、灰绿色、紫红色泥岩，灰黄色钙质页岩，灰色粗砂岩、细砂岩，灰白色砾岩、砂砾岩
	石炭~泥盆系	下石炭统~上泥盆统		岳岭群	C_1-D_3 Yl		500	黄绿色粉砂质页岩、深灰色粉砂岩、深灰色硅质页岩，黄白色砾岩
							>640	深灰、灰黑色碳质粉砂质绢云母页岩，局部见砂质灰岩透镜体
	志留~奥陶系			逗文庄群	O-Sd?		>1010	灰黑色微粒白云岩，深灰色硅质板岩，深灰、灰黑色绢云母页岩，灰白色粉砂岩，灰白、灰绿色细砂岩
	寒武系			陀烈群	∈tl		>4250	深灰色、灰色粉砂岩，黑色碳质粉砂质页岩、硅质页岩，灰绿、深灰色粉砂质绢云母页岩

图 4-3-1 海南岛地层柱状图

图例同图 4-3-2

界	系	统	阶	地方地层名称	符号	剖面	厚度(m)	岩性描述
新生界	第四系				Q		0~70	灰白、灰黄色粘土、砂、砾石
古生界	泥盆系	上中统		山坡群	$D_{2-3}sh^b$		>370	紫红色砂岩与页岩为主，少量黄褐色砾岩和灰色、浅灰绿色粉砂质绢云母页岩
					$D_{2-3}sh^a$		>375	灰紫色中粒砂岩，褐黄色砂砾岩、砾岩
	奥陶系	上统		山野群	O_3sh		>190	紫色、灰黄色页岩，局部地方夹少量粉砂岩和硅质岩
		中统		沙塘群	O_2sh		115/280	灰黑色碳质灰岩、黑色硅质页岩
		下统		牙花群	O_1yh		>400	灰、灰黑色微粒或角砾状灰岩，黑色碳质页岩、灰黄色砂岩、页岩
	寒武系	上统		大葵群	Є$_3$dk		254	深灰色灰岩，致密状块，浅灰、灰白色不等粒白云质石英砂岩，厚层状
		中统		大茅群	Є$_2$dm		>363	深灰色白云岩、灰岩、灰色粉砂质绢云母页岩，灰色硅质岩、灰黑色磷锰矿层、灰白、黄褐色绢云母页岩、灰白色中砂岩

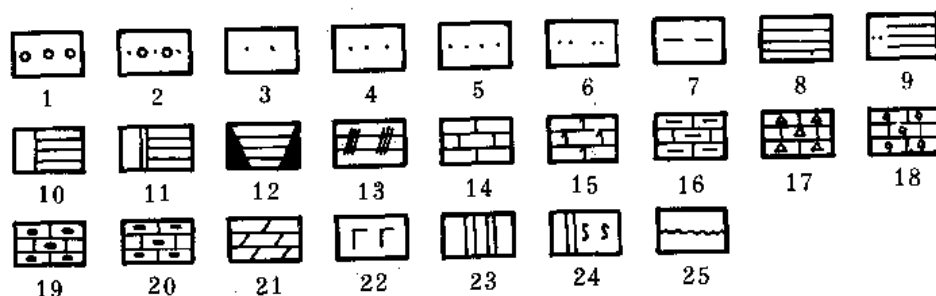


图 4-3-2 海南岛三亚市附近地区地层柱状图

1—砾岩；2—砂、砾岩；3—粗砂岩；4—中砂岩；5—细砂岩；6—粉砂岩；7—泥岩；8—页岩；9—粉砂质页岩；10—钙质页岩；11—硅质页岩；12—碳质页岩；13—油页岩；14—石灰岩；15—白云质灰岩；16—泥灰岩；17—角砾状石灰岩；18—生物灰岩；19—燧石灰岩；20—碳质灰岩；21—白云岩；22—玄武岩；23—硅质岩；24—硅质板岩；25—不整合面

表4-3-1　莺歌海、琼东南盆地重点井分层数据表

项目＼井号					莺1井		岭头35-1-1井		莺6井		崖8-2-1井		崖14-1-1井		崖13-1-1井	
井位	东经				108°25′29″		108°46′21.220″		108°56′28.5″		109°18′42.197″		109°12′48.73″		109°00′31.52″	
井位	北纬				18°24′40″		18°01′48.320″		17°55′16.32″		17°48′36.622″		17°41′22.37″		17°30′51.21″	
开钻日期					1977.3.2		1984.6.19		1979.8.10		1983.1.9		1984.11.4		1983.4.5	
完钻日期					1977.4.29		1984.7.12		1979.10.27		1983.3.20		1984.12.16		1983.6.12	
补芯海拔/水深(m)					26.7/50		14.63/46.63		25.7/64.74		9.75/81.69		15.2/87.2		9.75/89.31	
地层				反射层	底深(m)	厚度(m)	底深(m)	厚度(m)	底深(m)	厚度(m)	底深(m)	厚度(m)	底深(m)	厚度(m)	底深(m)	厚度(m)
第四系					1126.5	1049.8	840.0	778.74	956	865.56	1212.0	1120.56	1387.5	1285.1	1731.5	1632.44
上第三系	上新统	莺歌海组		T_2	1536	409.5	1343.0	503.0	1510.0	554	1791.0	579.0	2279.0	891.5	3244	1512.5
上第三系	上中新统	黄流组		T_3	1764	228										
上第三系	中中新统	梅山组	一	T_4	1925.5	161.5	1509.0	166.0	1619.0	109.0	1958.0	167.0	2383.5	104.5	3574	131.0
上第三系	中中新统	梅山组	二	T_5^1	2030	104.5	1585.0	76.0	1742.0	123.0	2047.5	89.5	2480.0	96.5	3574.0	199.0
上第三系	下中新统	三亚组	一	T_5^2	2237	207	1691.5	106.5	1890.0	148.0	2262.5	215.0	2647.0	167		
上第三系	下中新统	三亚组	二	T_6							2491.5	229.0	2810.0	163		
下第三系	上渐新统	陵水组	一	T_6^1							2576.0	84.5				
下第三系	上渐新统	陵水组	二	T_6^2							2978.0	402.0	3030	220.0		
下第三系	上渐新统	陵水组	三	T_7							3307.5	329.5	3115.5	85.5	3710.5	136.5
下第三系	上渐新统—中渐新统	崖城组	一								3574.0	266.5			3795.0	84.5
下第三系	上渐新统—中渐新统	崖城组	二								3732.0	158.0				
下第三系	上渐新统—中渐新统	崖城组	三	T_8							4217.5	485.5				
下第三系	始新统			T_{10}												
前第三系							1715.10 花岗岩	23.60	2500.0 凝灰质砂岩	610.0	4288.84 白云岩	71.34	3158 英安流纹岩	42.5	3822.19 花岗岩	27.19

续表

项目＼井号					崖 13－1－2 井		崖 13－1－3 井		崖 13－1－4 井		崖 19－1－1 井		乐东 30－1－1A 井		莺 9 井	
井位	东经				109°01′57.203″		109°03′52.996″		109°03′13.511″		109°06′42.228″		108°56′44.123″		110°17′56.9″	
	北纬				17°30′45.704″		17°28′49.062″		17°30′42.601″		17°23′04.018″		17°17′41.823″		18°04′54.1″	
开钻日期					1984.4.6		1985.12.9		1986.3.12		1984.8.23		1984.8.2		1979.3.12	
完钻日期					1984.7.4		1986.2.16		1986.4.24		1984.11.29		1985.5.30		1979.5.23	
补芯海拔/水深(m)					26.8/89.0		25/92		25/90.8		26.8/100.6		14.32/99.97		25.47/109.3	
地层				反射层	底深(m)	厚度(m)	底深(m)	厚度(m)	底深(m)	厚度(m)	底深(m)	厚度(m)	底深(m)	厚度(m)	底深(m)	厚度(m)
第四系					1757.0	1641.2	1791.0	1674.0	1770.0	1654.2	1906	1778.6	2400	2285.71	818	683.23
上第三系	上新统	莺歌海组		T_2	3297.0	1540.0	3372.0	1581.0	3364.0	1594.0	3789	1883	4448	2048	1296	478
	上中新统	黄流组		T_3												
	中中新统	梅山组	一	T_4	3479.0	182	354.0	168.0	3534.0	170.0	3992.5	315.5	4748	300	1479.5	183.5
			二	T_5^1	3667.5	188.5	3706.5	166.5	3722.5	188.5	4308	273.5	5026.2	278.2	1686	206.5
	下中新统	三亚组	一	T_5^2					3798.5	76.0	4426	118			1956.5	270.5
			二	T_6											2146	189.5
下第三系	上渐新统	陵水组	一	T_6^1											2276	130
			二	T_6^2	3703.0	35.5	3768.0	61.5	3897.5	99.0	4665	239			2464	188
			三	T_7	3914.0	211.0	3992.9	224.9	4127.3	229.8	4795	130			2697	233
	上渐新统—中渐新统	崖城组	一		4152.0	238.0	4111.5	101.6	4185.0	57.7	5084	289				
			二				4301.6	190.1								
			三	T_8												
	始新统			T_{10}												
前第三系					4295.6 变质岩	143.6					5120.7 闪长岩	36.7			2850 花岗岩	153

5 个标志层特征如下:

1.莺歌海组顶部砂、泥岩高电阻台阶层

厚 33～40 米，主要为成岩性较好的灰色粉砂岩、泥质粉砂岩与灰色粉砂质泥岩不等厚互层，西部为灰白色砂质白垩或浅灰色白垩质泥岩。电阻呈高阻台阶，向下缓慢升高。声波曲线也呈明显的台阶状，上部声波曲线幅度变化大，而台阶以下曲线幅度变化小，自然伽马曲线表现为高低齿状。此标志层分布较广。

2.梅山组一段石灰质层高电阻段

厚 102.5～300 米，以石灰质岩类为主，为浅灰—灰白色含有孔虫石灰岩、砂质灰岩、有孔虫白云化灰岩以及钙质砂岩、白垩质砂岩、钙质泥岩等。电性特征一般呈高电阻、低自然伽马，低声波台阶状，特征明显，分布较广。

3.三亚组顶部自然伽马块状高值泥岩层

厚 24.5～38 米，以自然伽马块状为特征，岩性为灰色泥岩夹泥质粉砂岩，西部地区为深灰色泥岩，页岩夹砂、砾岩。分布较广。

4.陵水组二段块状砂岩集中段

厚 118～535.5 米，岩性为灰白—浅灰色砂岩夹少量深灰色泥岩。

5.崖城组顶部暗色泥岩

厚 76.5 米，自然伽马曲线为厚层状高值。见于崖 8−2−1 井，崖 13−1 构造。

第三节　地层特征及变化

现将莺歌海、琼东南盆地各地层由上至下描述如下（参见图 4−3−3 和图 4−3−4）。

1.第四系（厚 683.23～2286.63 米）

(1) 岩性特征　上部为浅灰色—灰色软泥及砂层、砂、砾层互层、富含贝壳碎片；下部为厚层灰色软泥、砂质软泥夹灰色钙质砂层或粉砂层、泥质粉砂层。莺 1 井主要为一套粉砂质软泥与泥质粉砂层、钙质砂层互层。莺 9 井为一套灰色软泥夹生物碎屑砂层及钙质砂层。由北向南变细。乐东 30−1−1 井为厚层绿灰色软泥夹泥质粉砂层。

(2) 电性特征　电阻曲线一般上部平直，几乎成直线，视电阻率为 1 欧姆米左右；下部稍有升高，为 1～2 欧姆米，只有莺 1 井电阻率较高，达 12～15 欧姆米。自然伽马曲线上部呈块状高值夹低值，呈齿状；下部呈厚层齿状；声波曲线幅度变化大，为 360～490 微秒／米。

(3) 古生物特征　化石丰富，尤以底栖有孔虫最为发育。浮游有孔虫为 *Globorotalia truncatulinoides*− *Globigerinoides ruber* 截锥圆辐虫—红拟抱虫组合。主要分子有 *G. cyclostoma* 圆口拟抱球虫，*G. sacculifere* 伸长拟抱球虫，*Globorotalia crassaformis* 厚形圆辐虫，*G. ungulata* 爪状圆辐虫；*Globigerina rubescens* 绯红抱球虫等。底栖有孔虫以假轮虫、星轮虫占优势，常见有 *Pseudorotalia schroeteriana* 施罗德假轮虫，*P. yabei* 矢部假轮虫、*P. tikutoensis* 新竹假轮虫，*P. indopacifica* 印太假轮虫、*Asterorotalia subtrispinosa* 亚三刺星轮虫、*Ammonia togopiensis* 多歌比卷转虫、*Elphidium hispidulum* 茸毛希望虫，*Bigenerina taiwanica* 台湾双串虫、*Quinqueloculina seminulina* 半缺五玦虫等。截锥圆辐虫被认为是第四纪才出现的化石，故此段地层时代定为第四纪。

界	系	统	组	段	厚度(m)	岩性综述	古生物组合	沉积相	资料来源
新生界	第四系				683~2286	为一套浅灰—绿灰色未固结的砂、泥沉积，富含生物碎屑，与下伏地层整合接触	截锥圆幅虫、具沟假艾氏虫	浅海相	崖19-1-1井
	上第三系	上新统—上中新统	莺歌海组~黄流组		478~2048	以绿灰、灰色、深灰色泥岩为主，局部含砂、砾岩、煤层和白垩质粉砂岩、泥岩	土佐圆幅虫组合 五射骨星石	以浅海相为主 局部滨海相	崖14-1-1井
						为灰色泥岩，粉砂质泥岩与粉砂岩互层。本组与下伏地层梅山组呈平行不整合接触	近肿圆幅虫—无背螺轮虫组合 三角石	滨海相	
		中中新统	梅山组		181~578	为浅灰色砂岩，灰色砂岩，白云质灰岩，砂质泥岩和泥岩。与下伏地层呈整合接触	裂开方球虫—珠形袍球虫组合 幼发拉底螺海石	浅海相	崖8-2-1井
		下中新统	三亚组		0~499.5	为灰色泥岩、钙质粉砂岩，灰白—灰色砂岩，砂质泥岩，局部夹煤层和钙质白云岩。与下伏地层呈不整合接触	中垩虫—南三房虫—肾鳞虫组合 德鲁格碧尾虫	上部浅海相 下部滨海相	
	下第三系	上渐新统	陵水组		816	灰白—浅灰色厚层块状砂岩；深灰色泥页岩，底部夹煤层。与下伏地层呈不整合接触	高锥虫组合 异裂网颗石松粉多种	滨海相	崖13-1-1井
		上—中渐新统	崖城组		0~910	为灰白色砂岩、砾状砂岩、砂岩、深灰色泥岩，粉砂质泥岩。底部为浅棕红色砂砾岩。与下伏地层呈不整合接触	小花虫组合 暖水卷转虫组合 西帕罗模石双裂网颗石乌斯曼瘤面单缝孢组合	上部滨海相 下部河湖过渡三角洲相	崖8-2-1井
	前第三系					为花岗岩、变质岩、白云岩、混合岩、凝灰质砂岩			

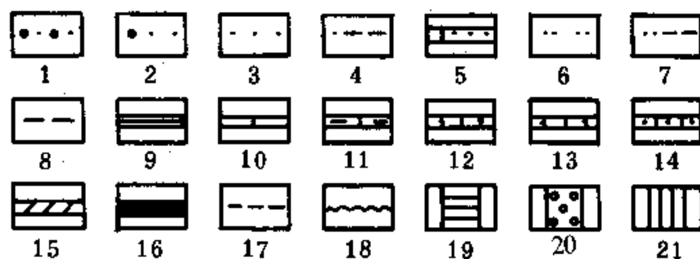


图4-3-3 莺歌海、琼东南盆地新生界综合柱状图

1—砂、砾岩；2—砾状砂岩；3—砂岩；4—砂质泥岩；5—钙质砂岩；6—粉砂岩；7—粉砂质泥岩；8—泥岩；9—页岩；10—石灰岩；11—泥灰岩；12—生物灰岩；13—白云质灰岩；14—砂质灰岩；15—白云岩；16—煤层；17—假整合；18—不整合；19—盖层；20—储集层；21—生油层

图 4-3-4 莺歌海、琼东南盆地新生界对比图

1—油层；2—粉砂岩；3—石灰岩；4—砾岩；5—砂、砾岩；6—砂质砾岩；7—粉砂质砾岩；8—砂岩；9—砾状砂岩；10—钙质砂岩；11—气层；12—砂质白垩；13—泥质白垩；14—砂、泥岩；15—砂质泥岩；16—粉砂质泥岩；17—泥岩；18—页岩；19—粉砂质白垩；20—砂质灰岩；21—泥质灰岩；22—白云质灰岩；23—混合岩；24—花岗岩；25—变质岩；26—不整合；27—白云岩

（4）接触关系　与下伏上新统莺歌海组呈整合或假整合接触，界面上下地层变化不大，只是下伏地层成岩性好一些，多为连续沉积，地震剖面反射波组特征为平行、连续、强反射密集波组，相当于 T_2 界面。

（5）厚度变化　从盆地北部边缘向南至盆地中心附近厚度增大很快，以莺 9 井的 683.23 米增至乐东 30−1−1 井的 2286.63 米。

2.上新统—上中新统莺歌海组—黄流组（厚 478～2048 米）

（1）岩性特征　主要为一套绿灰—灰—深灰色泥岩、粉砂质泥岩及灰色泥质粉砂岩互层。

莺 1 井和莺 6 井白云质、白垩质含量较高，成分为白云质泥岩、白垩质泥岩，甚至有粉砂质白垩，而崖 8−2−1 井泥岩只有斑点状白垩，莺 9 井则不含白垩。

在崖 13−1−1 及乐东 30−1−1 井一带，下部有一套灰色—深灰色泥岩、页岩、粉砂质泥岩等，其中夹有煤线或炭屑。

（2）电性特征　顶部为高电阻率、低声波速度，台阶明显，电阻率比上覆地层抬高，一般 2～3 欧姆米；自然伽马曲线呈块状，其数值为 90～100API 单位；声波数值为 280～330 微秒／米。

（3）古生物特征　有孔虫以浮游者占优势，为 *Globorotalia tosaensis* 土佐圆辐虫、*Globoquadrina altispira* 高旋方球虫、*Globorotalia tumida* 肿圆辐虫、*Sphaeroidinella dehiscens* 果裂小球形虫组合。特征种有：肿圆辐虫 *G. multicamerata* 多室圆辐虫、土佐圆辐虫、*G. margaritae* 玛氏圆辐虫、高旋方球虫、*Globigerind nepenthes* 无悲抱球虫、果裂小球形虫、*Sphaeroidinellopsis Paenedehiscens* 亚果裂类球形虫、*Globigerinoides extremus* 最斜拟抱球虫、*Pulleniatina Primalis* 初始普林虫和 *Turborotalia acostaensis* 无脊螺轮虫等。常见的较深水底栖有孔虫有：*Pullenia bulloides* 泡状幼体虫、*Gyroidina orbicularia* 正圆圆形虫和 *Rotaliatina mamillatacamerata* 乳凸高轮虫等。超微化石有：*Ceratolithus rugosus* 粗糙角石、*Discoaster Pentaradiatus* 五射盘星石、*D. rariabilis* 多变盘星石、*Cyclococcolithus macintyrei* 麦氏圆颗石、*Discoaster naiymmeticuo* 不对称盘星石等。土佐圆辐虫、肿圆辐虫的出现和无悲抱球虫、玛氏圆辐虫的绝灭是上新世的特征，无脊螺轮虫的出现是上中新世的特征。

（4）接触关系　与下伏梅山组呈平行不整合接触。本组底界为地震 T_4 反射层界面，界面上可见到明显的底超现象。

3.中中新统梅山组（厚 181～578.2 米）

（1）岩性特征　以一套含灰质的岩类为主。为灰白至浅灰色灰质砂岩，砂、砾岩、白垩质砂岩、灰色生物碎屑灰岩。含陆屑生物白云化灰岩等，夹灰色泥岩。盆地北部莺 6 井一带岩性变粗，为大套浅灰色砂岩、砂质灰岩、石灰岩；向南至崖 13−1 构造变为砂质生物灰岩及白云化灰岩和灰质粉—细砂岩夹泥岩；盆地东北部莺 9 井一带变粗，为含砾砂岩，砂、砾岩夹石灰岩及灰质砂岩、砂岩及泥岩。

（2）电性特征　视电阻率上部为块状高电阻层，视电阻率为 4～8 欧姆米；下部呈高、低间互，丛状，视电阻率 1～5 欧姆米。自然伽马曲线上部呈低值，50～70API 单位，下部变为高、低间互，80～100API 单位，声波时差曲线，上部表现为块状低值，为 200～300 微秒／米，下部高低间互，为 300～400 微秒／米。

（3）古生物组合特征　浮游有孔虫为 *Turborotalia siakensis*−*Orbulina suturalis* 夏克

螺轮虫—缝线圆球虫组合。底栖有孔虫为 *Cycloclypeus-Nephrolepidina* 大有孔虫圆盾虫—肾鳞虫组合。特征分子有：夏克螺轮虫、缝线圆球虫、*Orbulina universa* 普通圆球虫、*Cassigerinella chipolensis* 赤坡甲抱虫、*Globorotalia menardii* 敏纳圆辐虫以及大有孔虫、*Cycloclypeus inornata* 无饰圆盾虫、*Nephrolepidina* sp. 肾鳞虫未定种等。超微化石有：*Helicosphaera euphratis* 幼发拉底螺海石、*H. carteri* 卡特螺海石、*Discoaster brouweri* 勃劳威盘星石、*D. variabilis* 多变盘星石等。夏克螺轮虫，赤坡甲抱虫的绝灭是中中新世的特征。

(4) 接触关系　与下伏二亚组成整合接触。

梅山组与下伏二亚组的分界线划在三亚组顶部厚层块状高自然伽马段的顶界。此界线相当地震 T_5' 反射层。

(5) 厚度变化　从目前钻井资料来看，厚度变化在 181～578.2 米之间，最薄的是崖 8-1-1 井，厚 181 米；最厚的是乐东 30-1-1A 井，厚度大于 578.2 米；其余各井 230～260 米左右，厚度变化不大。

4.下中新统三亚组（厚 0～499.5 米）

(1) 岩性特征　下部为灰白色—灰色粗砂岩，含砾砂岩、与灰色泥岩呈不等厚互层，夹灰黑色煤层或煤线。从崖 8-2-1 井向东至莺 9 井变细，为绿灰色泥岩夹灰白色砂岩、含砾、砂岩。上部为灰白色—浅灰色钙质粉砂岩、含陆屑生物白云化灰岩，向西北至莺 6 井、岭头 35-1-1 井和莺 1 井，岩性变粗，为灰白色含砾砂岩、砂、砾岩及浅灰色钙质粗—细砂岩、有孔虫灰岩。莺 6 井本组顶部为浅灰色钙质白云岩。

(2) 电性特征　电阻率曲线呈高值夹低值块状，一般为 3～10 欧姆米，局部可达 80 欧姆米。莺 1 井变为丛状高低值间互，自然伽马曲线为波状起伏，呈丛状变化，一般值为 60～110API 单位。顶部为块状厚层高自然伽马段，其值为 110～120API 单位。声波时差曲线呈丛状，局部夹有尖峰，其值为 230～300 微秒／米。

(3) 古生物特征　有孔虫以底栖的为主，有 *Miogypsina-Austrotrillina-Nephrolepidina* 中垩虫—南三房虫—肾鳞虫组合。特征分子有：*Miogypsina polymorpha* 多形中垩虫、*Austrotrillina howchini* 典型南三房虫、*Nephrolepidina sumartrensis* 苏门答腊肾鳞虫 *Catapsydrax unicarus* 单一泡口虫、*Turoorotalia opima nana* 丰满螺轮虫微小种等。超微化石有：*Discoaster druggi* 得鲁格盘星石、*Reticulofenestra pseudoumbilica* 假脐网颗石、*Sphenolithus abies* 冷杉楔石。典型南三房虫、多形中亚虫的绝灭和得鲁格盘星石的出现是下中新世的特征。

(4) 接触关系　与下伏地层呈角度—平行不整合接触，接触面为地震 T_6 反射界面。莺 1、莺 6、岭头 35-1-1 井等井，三亚组直接不整合覆盖在前第三系变质岩及花岗岩之上，而崖 8-2-1、崖 13-1-1 等井则不整合在下第三系陵水组之上。

(5) 厚度变化　厚度变化在 0～499.5 米之间，最薄的是崖 13-1-1 井为零米，最厚的是崖 8-1-1 井为 499.5 米；其次是莺 9 井为 460 米，崖 8-2-1 井为 444 米；其他井在 130～200 米左右。

5.上渐新统陵水组（厚 0～816 米）

(1) 岩性特征　为灰白—浅灰色厚层状砂岩、含砾砂岩与深灰色泥岩、页岩不等厚互层。下部砂岩发育，为厚层砂岩夹深灰色泥岩，砂岩中含有炭屑，向东至莺 9 井底部变为浅紫褐色、棕红色生物灰岩及生物碎屑泥灰岩；上部为深灰色泥、页岩夹砂岩及含砾砂岩。

(2) 电性特征　电阻曲线为块状—丛状，一般视电阻率为 10～20 欧姆米；自然伽马曲线呈箱状，其值为 70～120API 单位；声波曲线值较低，一般为 230～260 微秒／米，形状为块状及齿状。

(3) 古生物特征　有孔虫以底栖为主，为 *Gaudryina* 高锥虫组合和 *Asterigerina tentoria–Ammonia indica* 展开腹星虫—印度卷转虫组合。超微化石有：*Ictyococcites abisectus* 异裂网颗石、*Coccolithus pelagicus* 远洋颗石、*Helicopontosphaera recta* 直螺海石、*H. bramlettei* 布氏螺海石等。孢粉：崖 13–1–2 井孢粉为 *Ostryoipollenites* 苗榆粉组合，以 *O. rhenanus* 莱茵苗榆粉、*Momipites coryloides* 榛木型拟榛粉、*Quercoidites Microhenrici* 小亨氏栎粉为丰富。崖 8–2–1 井以松粉含量和纤细水龙骨光面单缝孢含量十分丰富为特征。常见有高藤粉，乌斯曼瘤面单缝孢等。莺 9 井 2221.27～2225.09 米岩芯中发现沟鞭藻占优势。莱茵苗榆粉占优势是晚渐新世的特征。

(4) 接触关系　与下伏崖城组为不整合接触。不整合面相当于地震 T_7 反射面，T_7 有明显的底超和削蚀现象。

(5) 厚度变化　厚度变化较大，从 0～816 米，以崖 8–2–1 井最厚，为 816 米，其后依次为莺 9 井为 551 米，崖 13–1–1 井为 118 米，而莺 1 井、莺 6 井一带缺失。

6.上中渐新统崖城组（厚 0～910 米）

(1) 岩性特征　本组以深灰—灰黑色泥岩为主，与灰白色—浅灰色砂岩、砂、砾岩互层。夹暗紫色、浅棕色、灰褐色薄层泥岩、薄煤层或煤线。本组岩石粒度由下往上为粗—细—粗。底部（崖 8–2–1 井 4110.5～4217.5 米井段）以暗紫色、杂色砂、砾岩为主，夹深灰色泥岩；下部（崖 8–2–1 井 3767～4110.5 米井段）为灰色粗粒—含砾长石砂岩与深灰—灰黑色煤层，这套地层向南至崖 13–1–2 井变粗，煤层比崖 8–2–1 井发育；崖城组中部（崖 8–2–1 井 3574～3767 米井段）为深灰色泥岩；上部崖 8–2–1 井 3307.5～3574 米井段）为深灰色泥岩夹灰白色含砾粗砂岩、砂、砾岩，夹煤线或炭屑。

(2) 电性特征　下部的电阻曲线为高值块状，其值一般为 10～15 欧姆米；中部呈平直状，为 10～12 欧姆米；上部呈块状，其值为 8～10 欧姆米。自然伽马曲线，下部呈丛状，高低值变化大，其值 70～200API 单位；中部曲线呈齿状，其值为 110～160API 单位；上部为块状高值夹低值，其值为 160～80API 单位。声波时差曲线下部平直夹尖峰，其值为 230～390 微秒／米；中部平值齿状，变化不大，其值为 280 微秒／米；上部曲线呈块状，为 230～300 微秒／米。

(3) 古生物特征　中上部有孔虫以底栖者为主，为 *Florilus* 小花虫组合和 *Ammonia tepida* 暖水卷转虫组合，并见浮游有孔虫 *Globigerina ciperoensis* 西帕罗抱球虫、*G. praebulloides* 先泡抱球虫和 *G. opimanana* 丰满抱球虫等。下部未见有孔虫化石。超微化石主要为 *Sphenolithus ciperoensis* 西帕罗楔石和 *Dictyococcites bisectus* 双裂网颗石。孢粉以 *Verrucatosporites usmensis* 乌斯曼瘤面单缝孢、栎粉等占优势，偶见 *Verrutricolporites pachydermus* 厚壁瘤面三孔沟粉，*Magnastriatites howardii* 哈氏粗肋孢等为特征。乌斯曼瘤面单缝孢占优势是中渐新世的特征。

(4) 接触关系　各井的崖城组均不整合覆盖在前第三系老地层之上，未见到始新统。

(5) 厚度变化　本组地层主要分布在早第三纪断陷中，在凸起上缺失或变薄。各井厚度为崖 8–2–1 井 910 米、崖 13–1–2 井 237.5 米、崖 13–1–1 井 46 米。

莺歌海、琼东南盆地部分有孔虫化石可参见图 4–3–5–及图 4–3–6。

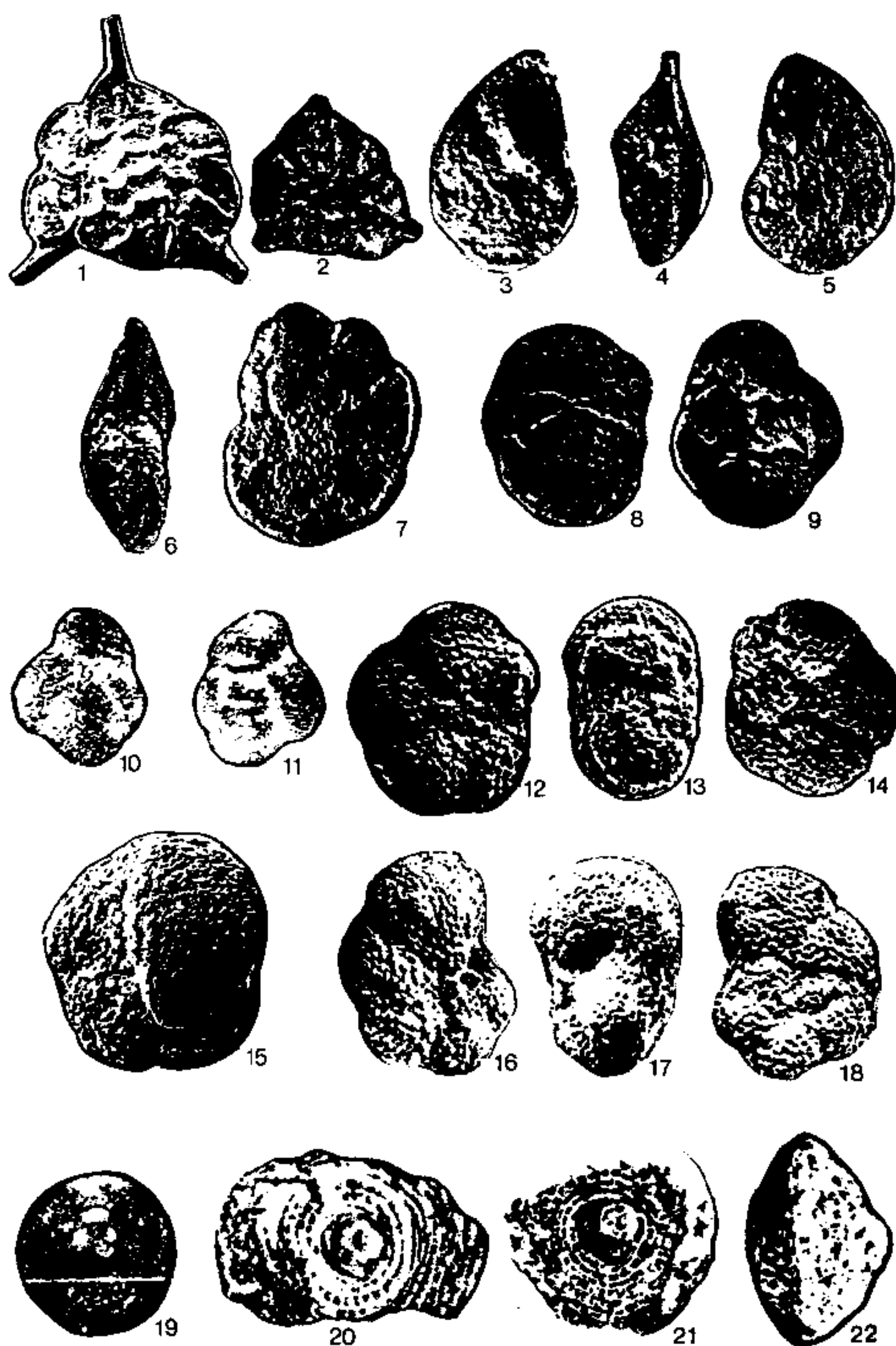


图 4-3-5　莺歌海、琼东南盆地有孔虫化石图版（一）

1、2—*Asterorotalia subtri-spinosa*（Ishizaki）　亚三刺星轮虫，1：背视，×77，2：腹视，×58，第四系（Q）；3～5—*Globorotalia tumida*（Brady）　肿圆辐虫，3：腹视，4：侧视，5：背视，×36，莺歌海组（N_2）；6、7—*Globorotalia multica merata*（Cushman et Jarvis）　多室圆辐虫，6：侧视，7：腹视×43，莺歌海组（N_2）；8、9—*Sphaeroidinella dehiscens*（Parker et Jones）　果裂小球形虫，8：侧视，9：复视，×23，莺歌海组（N_2）；10、11—*Globigerinoides extremus*（Bolli），10：腹视，11：背视，×53，莺歌海组（N_2）；12～14—*Turborotalia acostaensis*（Blow）　无脊螺轮虫，左旋，12：腹视，13：侧视，14：背视，×84，黄流组（N_1^3）；15—*Pulleniatina primalis*（Banner et Blow）　初始普林虫，腹视，×95，黄流组（N_1^3）；16～18—*Turborotalia siakensis*（Lerow）　夏克螺轮虫，16：腹视，17：侧视，18：背视×85，梅山组（N_1^2）；19—*Orbulina suturalis*（Bronnimann）　缝线圆球虫，侧视，×60，梅山组（N_1^2）；20、21—*Cycloclypeus* SP.圆盾虫未定种，赤道面，梅山组（N_1^2）；22—*Nephrolepidina* SP. 肾鳞虫未定种，侧视，×27，梅山组（N_1^2）

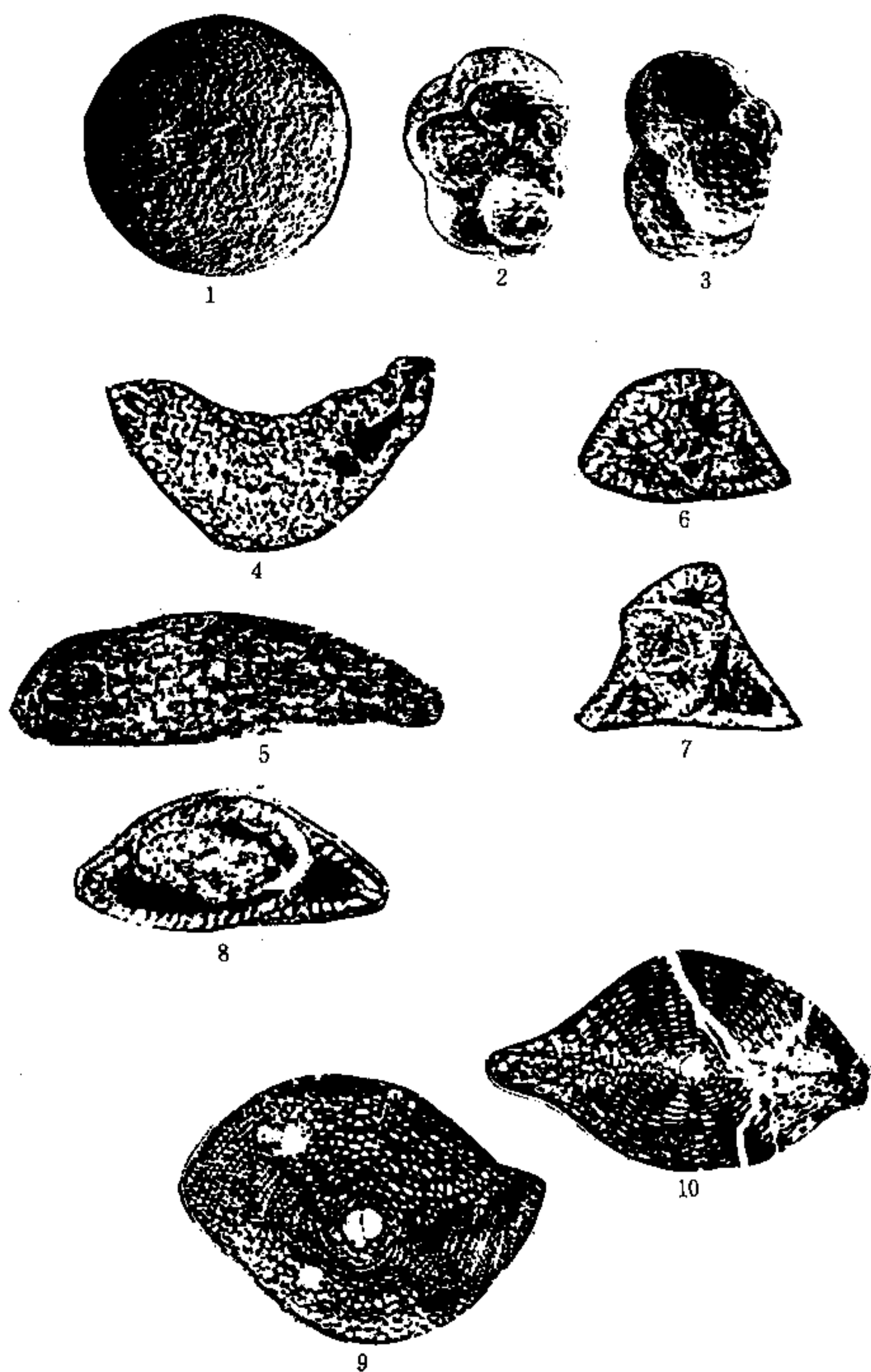


图 4–3–6　莺歌海、琼东南盆地有孔虫化石图版（二）

1—*Orbulina universa*（d′orbigny）　普通圆球虫，侧视，×90，梅山组（N_1^2）；2、3—*Cassigerinella chipolensis* (Cushman et Ponton)　赤坡甲抱虫，2：腹视，3：侧视，×200，梅山组（N_1^2）；4、5—*Miogypsina polymorpha* **(Rutten)**　多形中垩虫，4：近轴切面，×20，5：近轴切面，×40，三亚组（N_1^1）；6～8—*Austrotrillina howchini* **(Schlumberger)**　典型南三房虫，6：横切面，×40，7：横切面，×26，8：纵向弦切面，×40，三亚组（N_1^1）；9、10—*Nephrolepidina sumartrensis*（Brady）　苏门答腊肾鳞虫，9：斜切面，×12，10：轴切面，×12，三亚组（N_1^1）

第四节　沉 积 相 分 析

根据钻井及地震资料，对莺歌海、琼东南盆地北部地区，即北纬 17° 以北至盆地边界，东经 108° 以东至盆地边界作了三个地震层序的沉积相分析。这三个层是 T_4～T_6（相当于上第三系梅山—三亚组），T_6～T_7（相当于下第三系陵水组）和 T_7～T_8（相当于崖城组）。莺歌海盆地因地震 T_8 不清楚，故对 T_7～T_8 未进行分析。由于钻井资料太少，所以主要是根据地震地层学方法，结合钻井单井相分析，作出沉积相。

平面上在原 3×16 公里地震测网的基础上，根据做图需要，按 16×16 公里的密度共选出 168 条剖面，控制面积 36300 平方公里进行分析划分。

划分结果如下：

1.地震 T_4～T_6 层序（相当于上第三系三亚组+梅山组）（图 4-3-7）

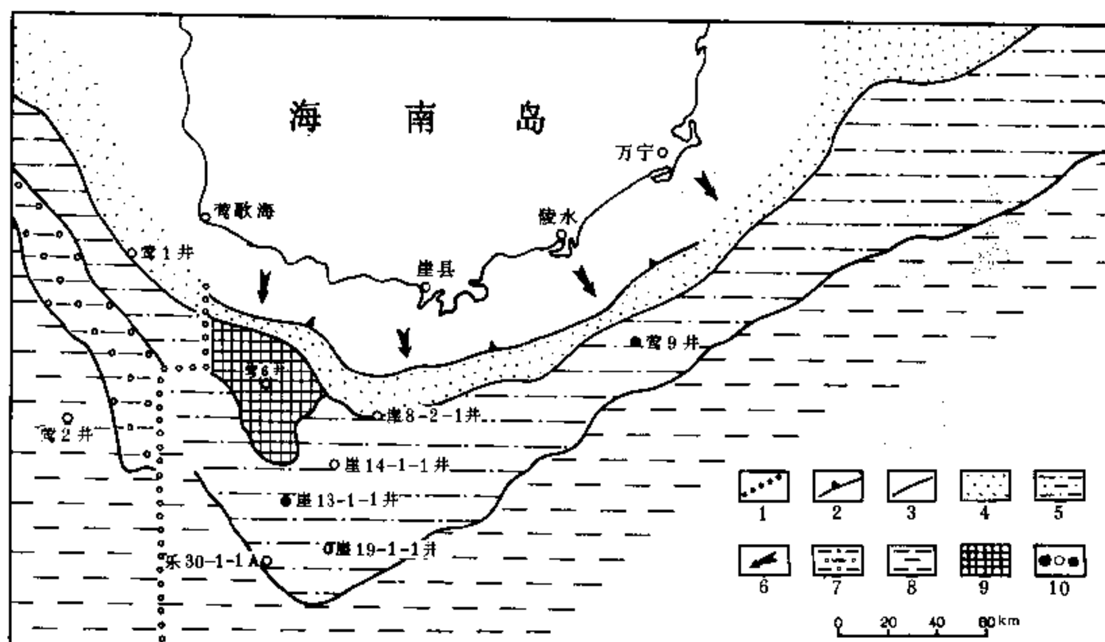


图 4-3-7　莺歌海、琼东南盆地地震 T_4～T_6 层序沉积相图

1—接图线；2—剥蚀线；本图东部依南油西部公司研究院沉积相组编制的 T_4～T_6 沉积相图；西部据江汉石油管理局莺歌海资源评价组编制的 T_4'～T_6 岩相古地理图。3—相带分界线；4—滨海相；5—浅海相；6—物源方向；7—陆坡相；8—半深—深海相；9—浅海非典型碳酸盐台地相；10—气井、完钻井、油井

从图上可以看出，地震 T_4～T_6 反射层可分为 5 个沉积相带，即滨海相、浅海相、半深—深海相、浅海非典型碳酸盐台地相和陆坡相。

剥蚀区约在盆地边界以北地区；剥蚀区以南沉积相依次为滨海相、浅海相、半深海和深海相。

(1) 滨海相　是一套较粗的以砂岩为主的砂、泥岩地层，主要分布在北部隆起带及⑤号断层以北地区。相带宽约 15 公里，长 300 公里以上。

(2) 浅海相　是一套以砂、泥岩互层为主的相带，分布在滨海相带以南，主要在⑤号断层以南、陵水凹陷以北，相带宽约 30～40 公里，长 300 公里以上，呈北东向展布。

(3) 半深—深海相　是一套以泥岩为主的沉积相带，分布在浅海相带南侧，在陵水凹陷内，其南部因未做工作，界线不清。

这些相带分布比较规律，由北而南依次为滨海相、浅海相、半深—深海相。物源来自海南岛。

(4) 浅海非典型碳酸盐台地相　这个沉积相带位于北部隆起带上，即⑤号断层与①号断层交汇处以北莺6井及岭头35-1-1井一带。该带见到大量砂岩和一些钙质岩类地层，有碳酸盐岩存在，但发育不好，不是典型的碳酸盐台地。因此，叫它为非典型的碳酸盐台地相。此相带面积不大，在工区范围内约有1500平方公里，基本上缺失上第三系。

(5) 陆坡相　T_4～T_6时期，是盆地海水逐渐扩张时期，海陆边界在不同时期其位置不同，即早期海陆边界靠南、晚期靠北，海侵是逐渐向北推进的。因而莺歌海盆地有陆坡相分布。

2.地震T_6～T_7层序（相当于下第三系陵水组）（图4-3-8）

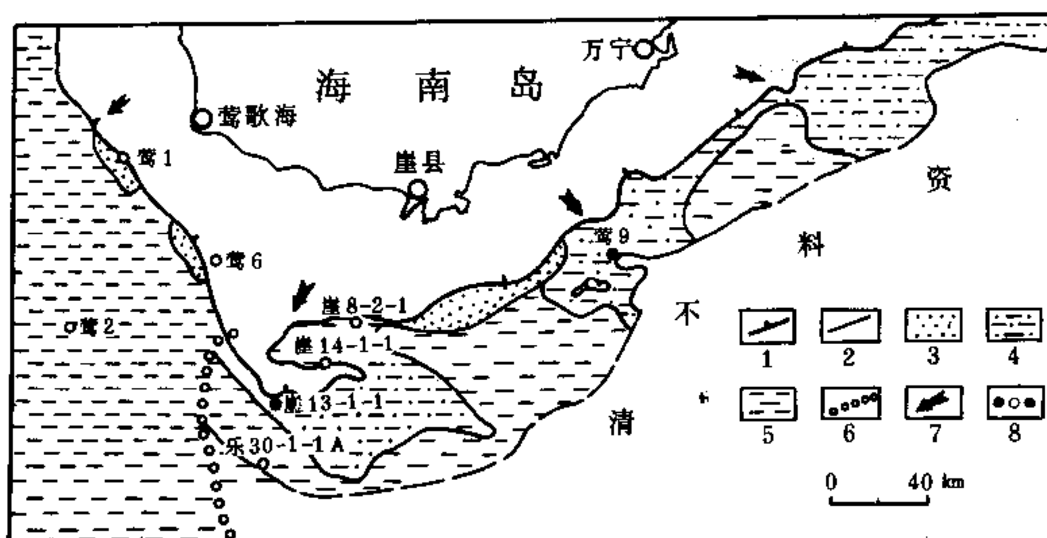


图4-3-8　莺歌海、琼东南盆地地震T_6～T_7层序沉积相图

本图资料来源同图4-3-7

1—剥蚀区；2—相带分界线；3—三角洲相；4—滨海相；5—浅海相；6—接图线；7—物源方向；8—气井、完钻井、油井

地震T_6～T_7层序可分为三种沉积相，即三角洲相、滨海相和浅海相。

此时期海陆界线大致在⑤号断层附近，剥蚀区除⑤号断层和①号断层以北地区外，在崖中凸起和松涛凸起上的局部地区也有剥蚀区存在。

(1) 三角洲相　三角洲相位于剥蚀线南侧莺9井以西、崖8-2-1井以东地区，呈北东向展布，长约70公里，宽约13公里。这三角洲属陡坡三角洲，是在断层下降盘形成的，靠近断层处岩性较粗，以砂、砾岩为主，远离断层时岩性逐渐变细。

(2) 滨海相　滨海相主要分布在剥蚀区周围，有三块地区，即崖8-2-1—崖13-1-1井及其以东地区、莺9井周围、盆地东北角。其岩性为滨海环境下沉积的块状砂岩夹薄层泥岩或石灰岩。崖8-2-1、崖13-1-1、崖13-1-2诸井以及莺9井均在此相带的内部。

(3) 浅海相　面积较大，分布在上述滨海相的外围、其岩性以泥岩为主，有少量砂岩及石灰岩。

$T_6 \sim T_7$时期，物源主要来自海南岛周边，其主要物源方向来自崖县及万宁县一带。

3.地震$T_7 \sim T_8$层序（相当于下第三系崖城组）（图4-3-9）

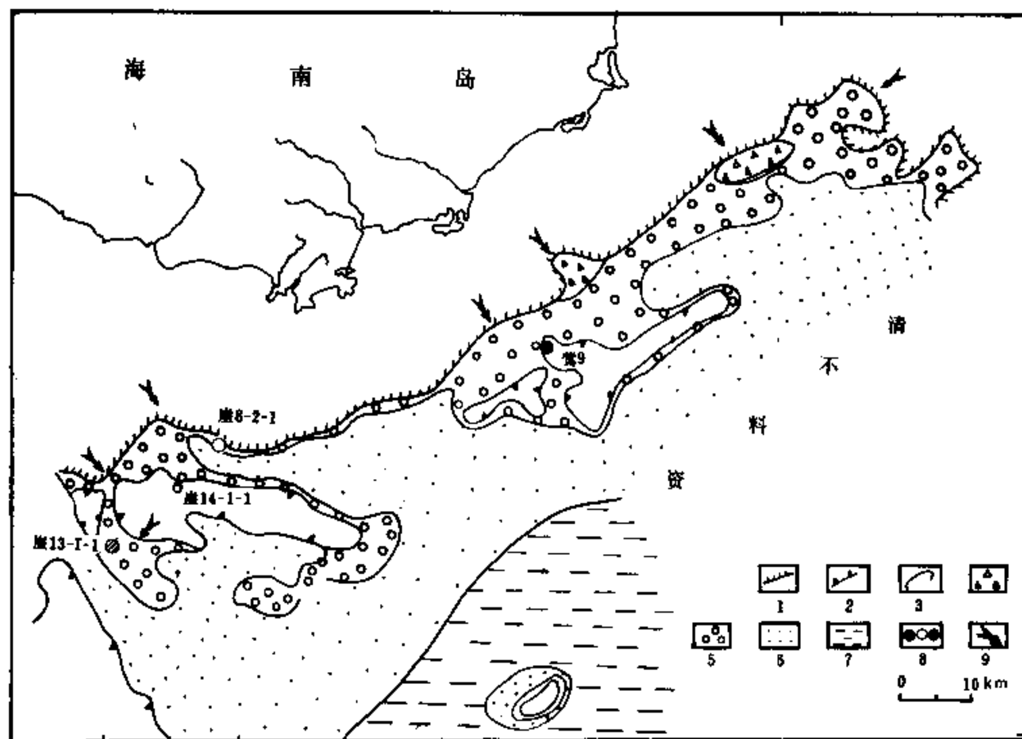


图4-3-9 琼东南盆地地震$T_7 \sim T_8$层序沉积相图

1—盆地边界；2—剥蚀线；3—相带界线；4—三角洲相；5—滨海相；6—浅海相；
7—半深—深海相；8—气井，完钻井，油井；9—物源方向

崖城组沉积的北部边界与陵水组基本一致，在崖14-1-1井和莺9井各有一个剥蚀区。崖城组主要为海相沉积，可分为滨海相、浅海相和半深海—深海相。相带的分布呈北东向，北部沉积边界附近为滨海相，向东南方向逐渐变为浅海相和半深海—深海相。滨海相主要发育一套砂岩，偶夹煤层；浅海相为砂、泥岩互层；半深海—深海相主要为泥岩层。

物源方向主要来自海南岛，崖14-1-1井和莺9井一带的剥蚀区可能存在有小的物源区。

4.地震$T_8 \sim T_{10}$层序（始新统?）（图4-3-10）

琼东南盆地地震$T_8 \sim T_{10}$层序为一套湖相沉积，分为滨—浅湖相和中—深湖相。

这是琼东南盆地形成初期的一套陆相沉积层，沉积范围较小，以滨浅湖相为主。

总的来看，从$T_{10} \sim T_4$，盆地经历了由湖相沉积到海相沉积过程。崖8-2-1井崖城组中、晚期见到一些有孔虫化石，说明该时期在崖北凹陷已有海水进入。沉积范围也有由较小到很大的发展过程。

另外，对莺歌海、琼东南盆地的上第三系也进行了沉积相研究，见图4-3-11。

上第三系属海相沉积，可分为滨海相、浅海相和半深海—深海相，另外在部分地方发育一些三角洲复合体。

滨海相沉积分布在海南岛南岸周围。在莺1、崖8-2-1和莺9等井以北地区，滨海相岩性主要由浅灰色粗砂岩、含砾砂岩、细砂岩与灰色泥岩组成，以砂岩为主。

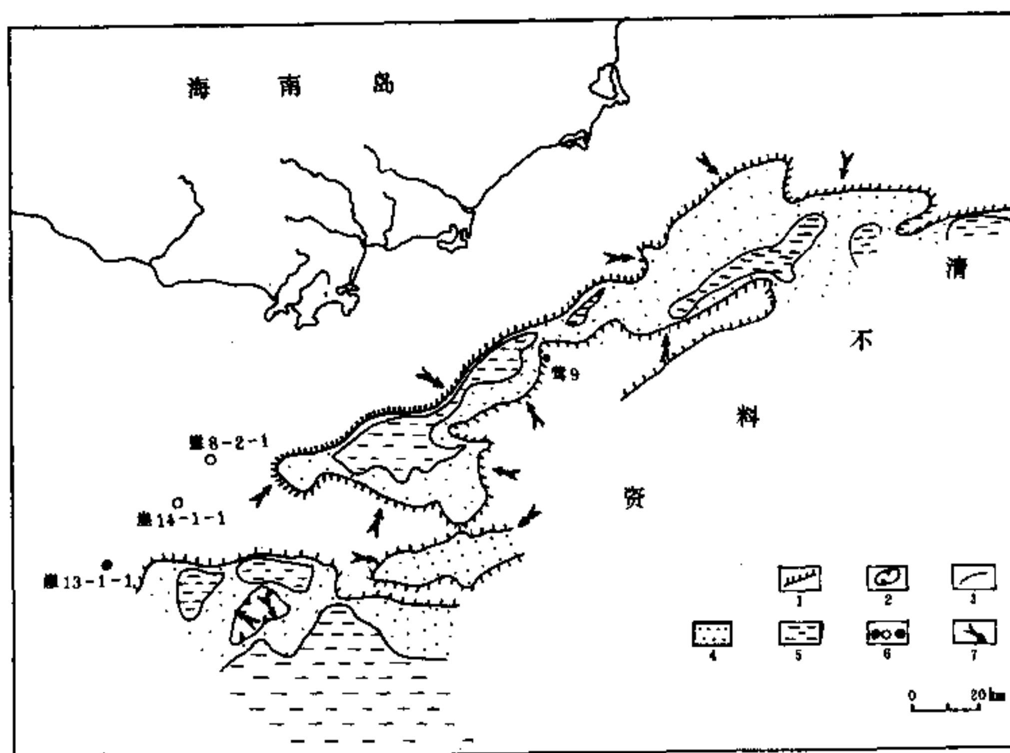


图 4-3-10　琼东南盆地地震 $T_8 \sim T_{10}$ 层序沉积相图

1—沉积边界；2—剥蚀区；3—相带界线；4—滨—浅湖相；5—中—深湖相；6—气井、完钻井、油井；7—物源方向

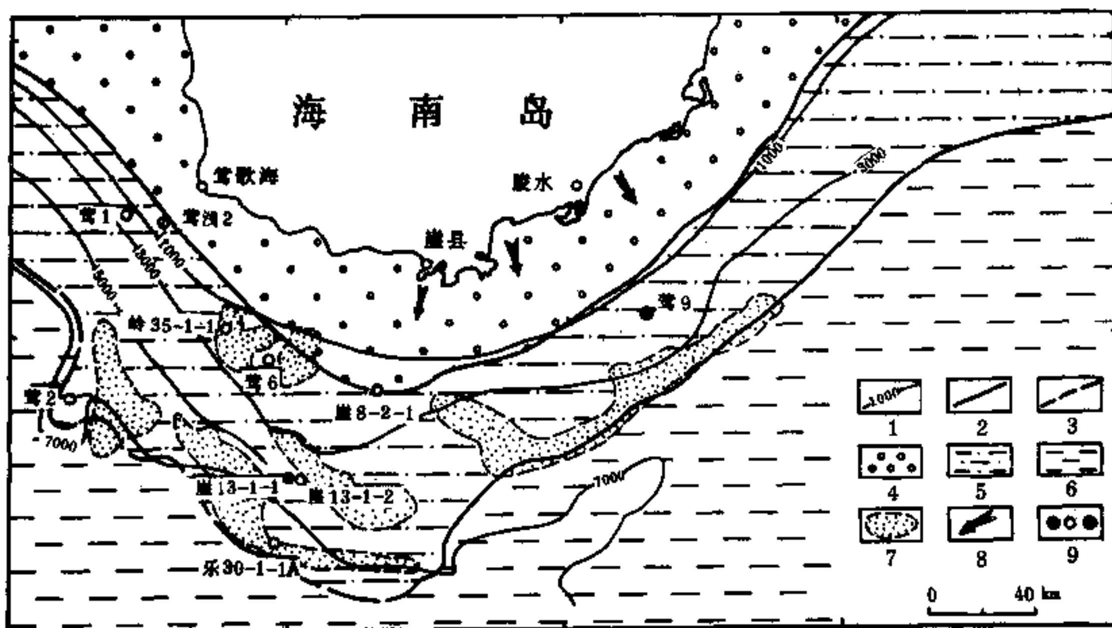


图 4-3-11　莺歌海、琼东南盆地上第三系沉积相图

1—等厚线（米）；2—相带分界线；3—推测相带分界线；4—滨海相；5—浅海相；6—半深海—深海相；7—三角洲复合体；8—物源方向；9—井位

浅海相区主要分布在莺 2 和乐东 30-1-1 井以北地区。岩性主要为灰色泥质粉砂岩、浅

灰色砂岩与灰、深灰色泥岩互层，泥岩较发育，偶见有孔虫灰岩、泥灰岩等。在浅海相区内发育了一些三角洲复合体，岩性较浅海相区内其他地方略粗，岩性为灰、深灰色泥岩、粉砂质泥岩与浅灰色砂岩、含砾砂岩等。

半深海—深海相区分布地区在莺2井、乐东30-1-1井以南及以东地区，岩性为厚层深灰色泥岩为主，夹有灰色、深灰色粉砂质泥岩和泥质粉砂岩。在半深海—深海相分布区，有一些浊流沉积存在。

对晚第三纪时期海平面升降情况，也做了一点研究，认为晚第三纪时期海平面升降情况与全球性的海平面升降情况是基本一致的（图4-3-12）。

根据C-52-79地震测线分析，晚第三纪时期有4次海进和3次海退。第一次海进在早中新世初、中期，第一次海退在早中新世晚期；第二次海进在中中新世初、中期，第二次海退在中中新世晚期，该期海退时间较长，至使上中新统黄流组在部分地区（如崖8-2-1、崖13-1-1、莺9井等地）全部缺失；第三次海退在晚中新世末期；第四次海进在上新世时期。

第五节　基底岩性及其时代

莺歌海、琼东南盆地、已有9口井钻入前第三系基底，发现有7种岩性，即：混合岩（莺1井）、白云岩（崖8-2-1井）、花岗岩（莺9井、岭头35-1-1井和崖13-1-1井）、变质岩（崖13-1-2井）、闪长岩（崖19-1-1井）、流纹岩（崖14-1-1井）、凝灰质砂岩、安山岩（莺6井）。

根据布格重力图和总磁场异常图（图4-3-13）结合钻井资料，对基底岩性进行了推断，编制出基底推断图（图4-3-14）。从图中可以看出，基岩主要为变质岩，少量花岗岩及白云岩等。

基岩层均无化石，仅根据其岩性与海南岛地层进行对比而确定其时代。

混合岩：见于莺1井，其岩性与海南岛寒武系混合岩相似，故定其时代为寒武纪。

白云岩：见于崖8-2-1井，其岩性与海南岛寒武系的碳酸盐岩地层相似，定其时代为寒武纪。

花岗岩：与海南岛广泛分布的中生界花岗岩相似。根据中国科学院贵阳地球化学研究所对莺9井井底花岗岩所作的同位素年龄测定，其值为156～185百万年（属侏罗纪）。崖13-1-1井的花岗经美国阿科公司测定为194～226百万年，时代属三叠纪，所以定其时代为中生代。

变质岩：其时代不易确定，一般人多定其时代为早古生代。

凝灰质砂岩、安山岩等：其岩性与海南岛白垩系相似，故定其时代为白垩纪。

关于地层划分及组名命名沿革见表4-3-2。

表4-3-2　莺歌海、琼东南盆地地层划分沿革表

划分意见＼时间、单位	1963年，茂名石油公司地质处		1977～1980年2月，南海石油勘探指挥部				1980年2月至今，南海西部石油公司及本文
上第三系	上新统	望楼港组	上新统		上莺歌海组	莺一段	莺歌海
						莺二段	|
		佛罗组	中新统	上	下莺歌海组	莺三段	黄流组
	中新统			中		莺四段	梅山组
				下		莺五段	三亚组
下第三系							陵水组
							崖城组

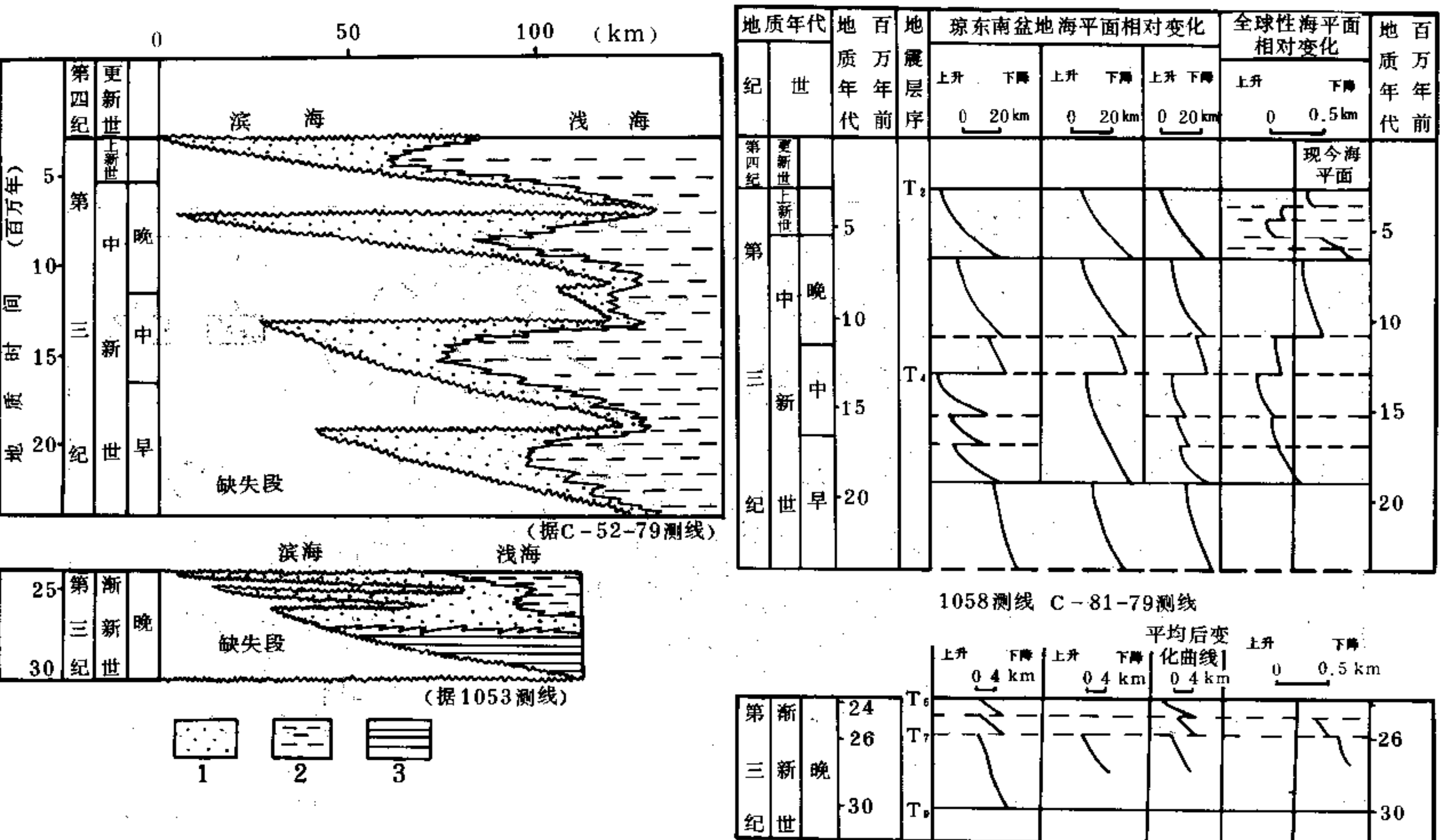


图 4-3-12 琼东南盆地第三纪海水进退及海平面升降分析图

1—滨海沉积；2—浅海沉积；3—半深海—深海沉积

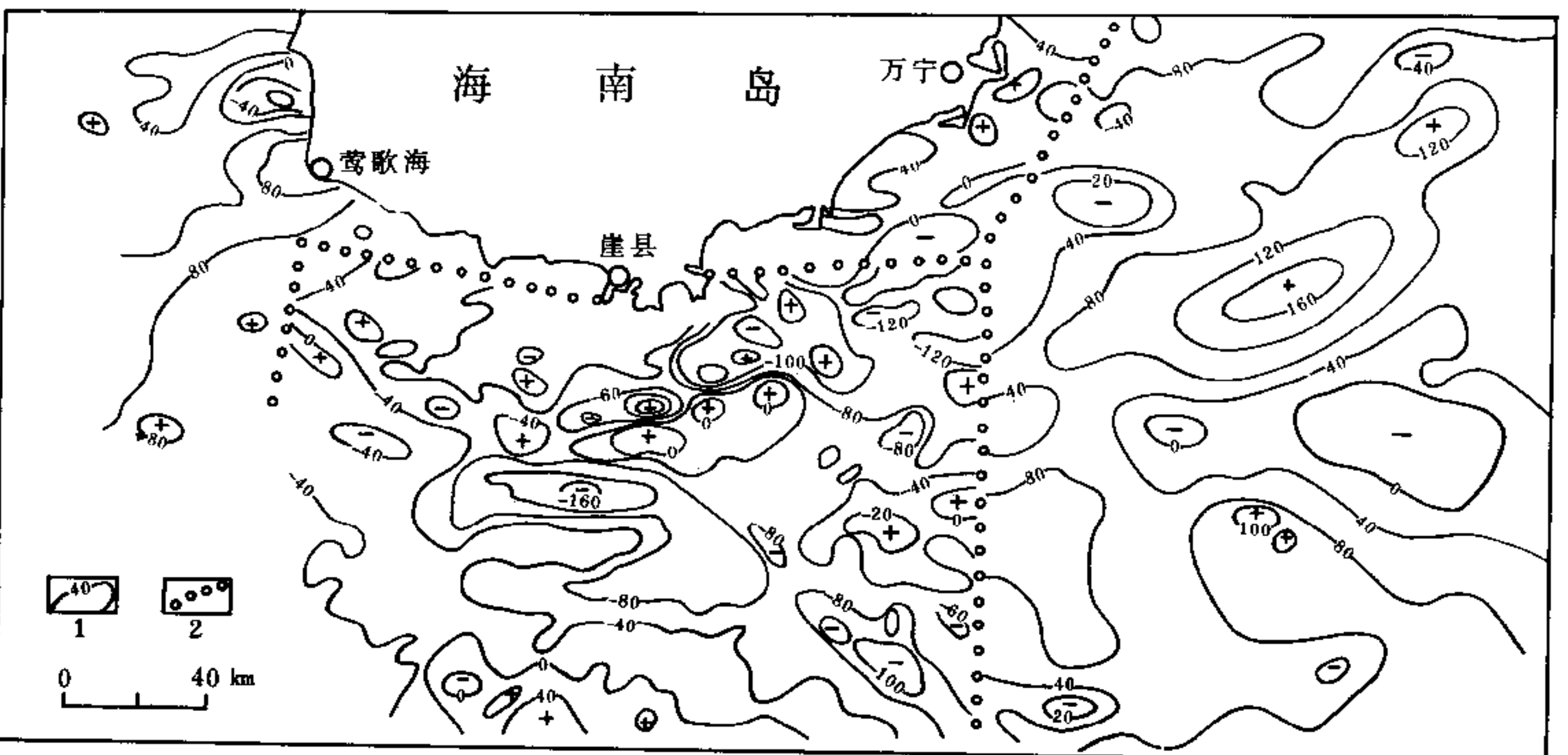


图 4-3-13　莺歌海、琼东南盆地总磁场异常图

1—等值线（伽马）；2—接图线；本图根据阿科和 EOCON 公司的资料绘制而成

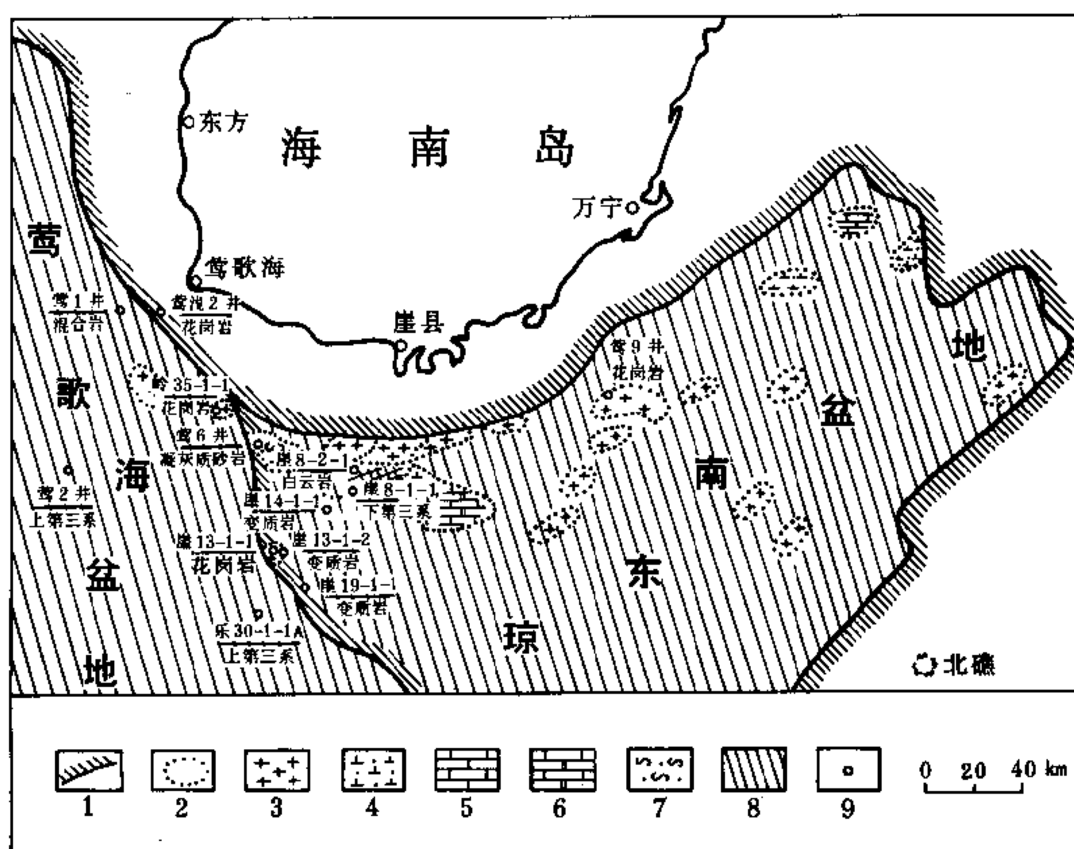


图 4-3-14 莺歌海、琼东南盆地基底岩性推断图

1—盆地边界；2—岩浆岩体大致范围；3—花岗岩；4—喷发岩；5—石灰岩；6—碳酸盐岩；
7—凝灰质砂岩；8—变质岩；9—井号及基岩时代

第四章 构 造

第一节 构造背景

莺歌海、琼东南盆地在构造上位于华南—南亚板块上（图 4-4-1）并在南海海盆的西北部。

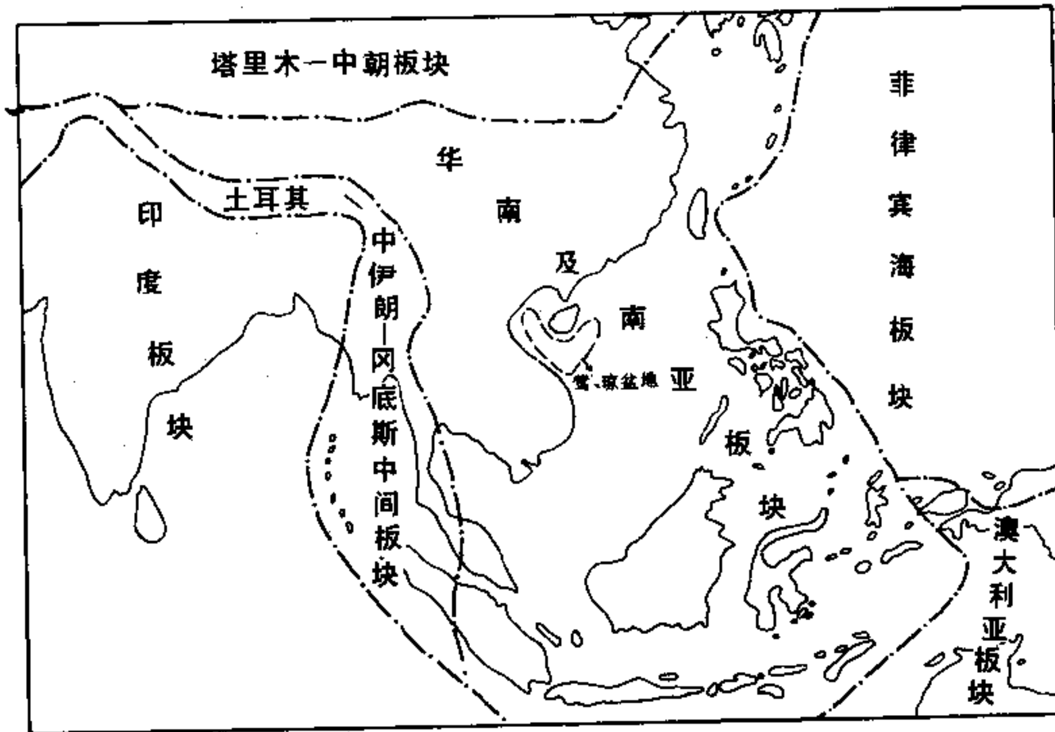


图 4-4-1 莺歌海、琼东南盆地周围板块示意图（据李春昱等，1982）

南海海盆是一边缘海，而莺歌海、琼东南盆地处于这边缘海与板块内陆地块的过渡地带。南海海盆中部是洋壳性质，地壳厚度最薄处约 6.2 公里，海盆的平均热流值为 2.08 微卡／（厘米^2·秒），而莺歌海、琼东南盆地则处于洋壳与陆壳的过渡地带，其地壳厚度在 28～30 公里之间（图 4-4-2），基本属陆壳性质。

莺歌海、琼东南盆地是一个裂谷型盆地。第三纪早期（或者白垩纪晚期）板块内陆的边缘部分发生张裂，使前寒武纪（可能更老）基底发生张裂。由于盆地受到西部的土耳其—中伊朗—冈底斯中间板块、东部菲律宾板块及华南板块三方面的影响，以致莺歌海、琼东南盆地同时产生三方面的张裂：莺歌海盆地断裂方向为北西向；琼东南盆地断裂方向为北东向；而两个盆地的南部断裂方向为南北向。这三个方向的断裂有一个交汇点，该点约在东经 109°30′、北纬 16°50′左右。这个交汇地区裂陷最深，上第三系底界深度约 9000 米（图 4-4-3 和图 4-4-4）。因基底地层埋藏太深，地震取不到资料，下第三系厚度不详。

莺歌海、琼东南盆地北部的海南岛出露最老的地层为寒武系，而盆地西南部的越南顺化、岘港一带以及盆地东南方向的西沙群岛西永1井所见基底均为前寒武系，同位素年龄为6.27亿年，所以，盆地基底属陆壳性质。

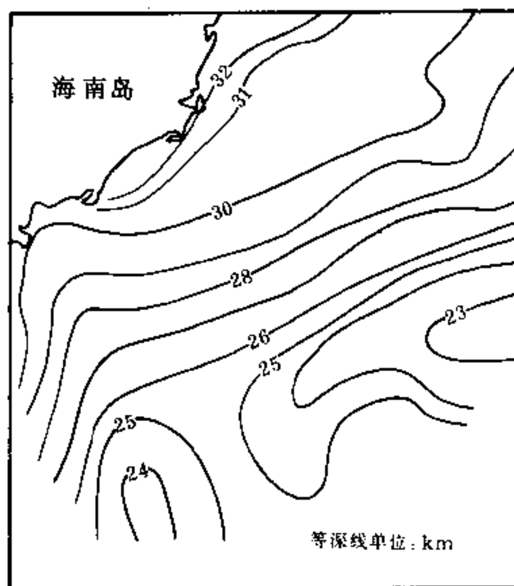


图4-4-2　莺歌海、琼东南盆地莫霍面等深图

（中国科学院南海海洋研究所，1981年）

第二节　莺歌海、琼东南盆地构造特征的差异

莺歌海盆地以上第三系为主，琼东南盆地以下第三系为主，因而，在构造特征上两盆地有较大的差别。其差别主要表现在：

①莺歌海盆地主断裂方向为NW向，而琼东南盆地主断裂方向为NE向。

②莺歌海盆地断裂很少，而琼东南盆地断裂较多。

③莺歌海盆地基底因埋藏太深，起伏情况不明，而琼东南盆地基底埋藏较浅，基底起伏变化较大。

④莺歌海盆地局部构造圈闭发育较少，而琼东南盆地则发育较多。

⑤莺歌海盆地的形成主要受印度板块向华南板块挤压拉张有关，而琼东南盆地则是南海海盆形成时的拉张所形成。

由于这两个盆地在构造上有较大的差别，所以1983年以后，许多人同意把原莺歌海盆地划分为莺歌海和琼东南两个盆地。这两个盆地没有“隆起”作为边界，只好以①号断层的南延部分作为两个盆地的分界线。莺歌海盆地的名称取自海南岛西南角有一小村叫莺歌海，该村附近浅海区有众多的油气苗，我国在海上的第一口井就在莺歌海村附近钻探，所以，以莺歌海作为盆地名称。至于琼东南盆地的名称，因该盆地在海南岛东南面，而海南岛简称琼，所以叫琼东南盆地。

莺歌海、琼东南两个盆地在早第三纪时的发展过程是有差别的。但到晚第三纪，两个盆地均以坳陷形式下沉，在两个盆地交界处下沉较快，成为一个上第三系的沉积较厚的地区（参见图4-4-3），实际上，两个盆地已合并成为广海沉积的一部分。

第三节　莺歌海盆地构造特征

莺歌海盆地的主要构造方向为北西向，盆地向西北方向延伸直到河内附近，面积7.6万平方公里，由于目前工区范围小（仅1.9万平方公里），对盆地的全貌尚不清楚，在工作区内，前第三系基底从海南岛往南至盆地中心逐渐加深，最深处在万米以上。

一、断裂

莺歌海盆地断裂很不发育，除①号断层外，其余断层很少。①号断层位于盆地北部，呈北西走向，断裂长度大于200公里，基底最大落差6900米。该断层往北西方向可能延伸至红河断裂，往东南可能延伸至盆地南部边界。①号断层的西北部为莺歌海盆地的北部隆起与

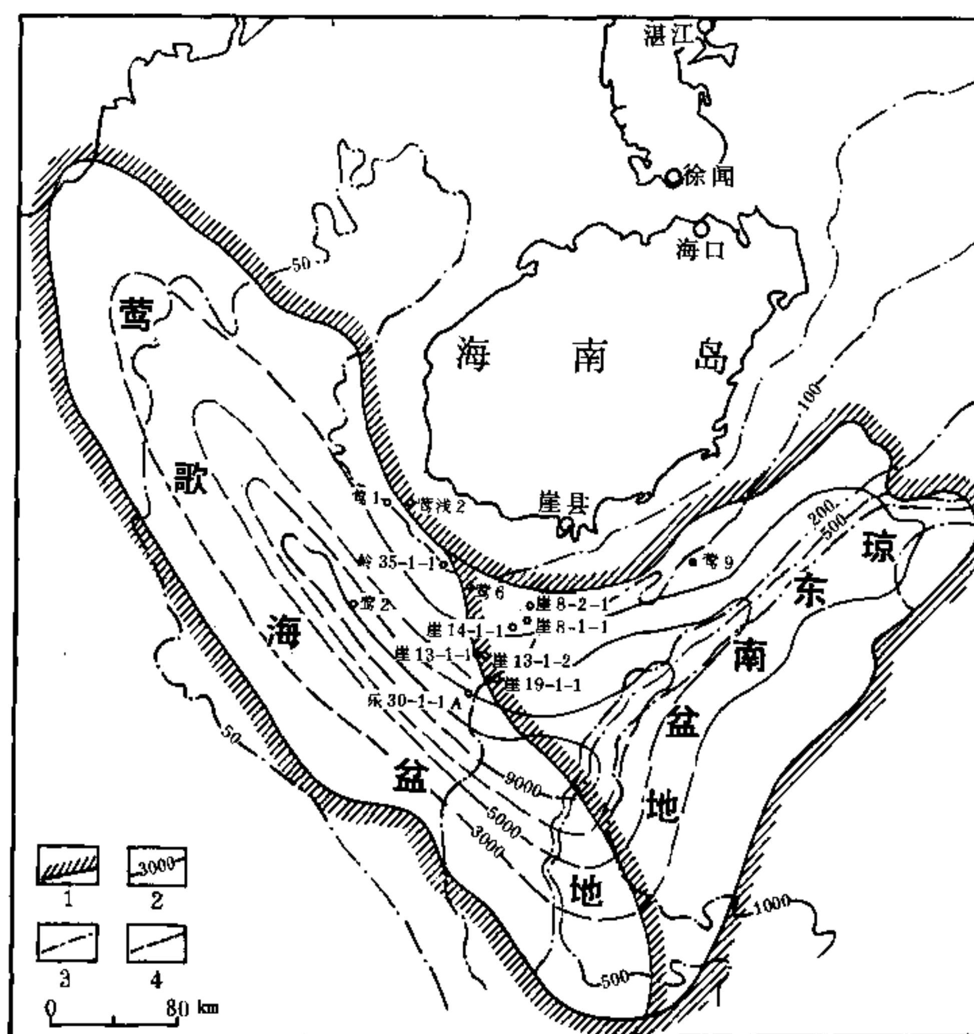


图 4-4-3 莺歌海、琼东南盆地轮廓图

1—盆地边界线；2—第四系+第三系等厚线（米）；3—水深线（米）；4—推测等厚线（米）

中部坳陷的分界线。

除了①号断层外，在①号断层以北还有少量次一级断层，长度在30～40公里，基底落差为250～2610米不等。第三系在整个盆地中受断层影响不大，从盆地边缘到盆地中心，第三系地层除个别地方因泥岩刺穿而发生一些构造圈闭外，基本上呈单斜状态，参见图4-4-5和图4-4-6。

二、盆地的形成与发展

在早第三纪（或晚白垩世），由于板块的活动，莺歌海盆地发生张裂，以裂谷的形式开始形成盆地。由于裂谷产生，地壳下陷，开始了早第三纪早期的陆相湖盆沉积。随着地壳的不断下陷，至早第三纪末期，发生了海侵，开始了海相沉积，直到晚第三纪，盆地仍在快速下沉过程中。至第四纪，盆地下沉更快，导致厚达2000米以上的沉积。盆地的发展过程也是不断沉降的过程，主要表现为由断陷到坳陷的发展经历。

由于盆地在发展过程中，以坳陷为主，看不到有明显的回返、褶皱现象，而且盆地中部

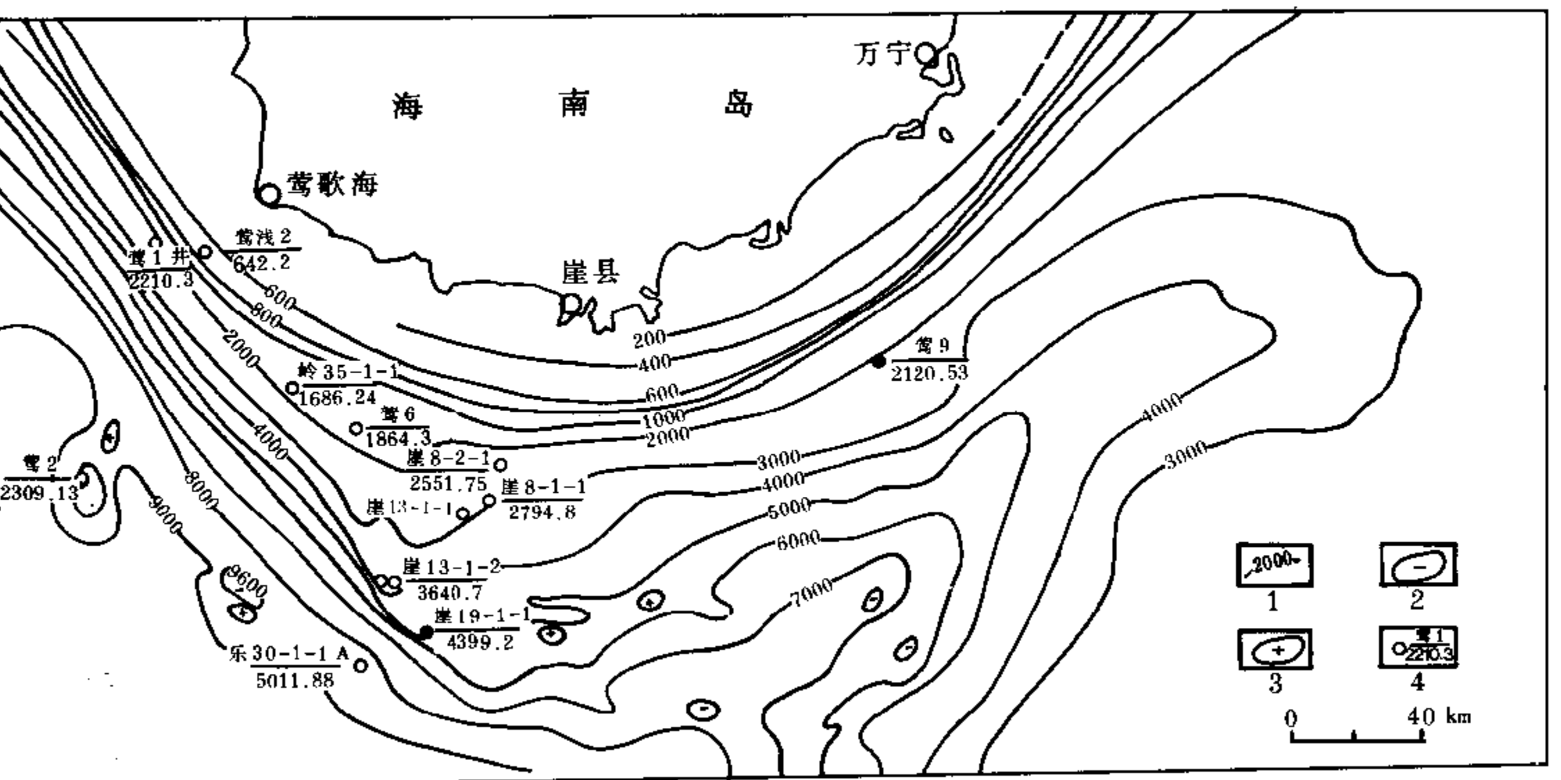


图 4-4-4　莺歌海、琼东南盆地上第三系加第四系及水深等厚图

1—等厚线（米）；2—变厚；3—变薄；4—井号及厚度（米）

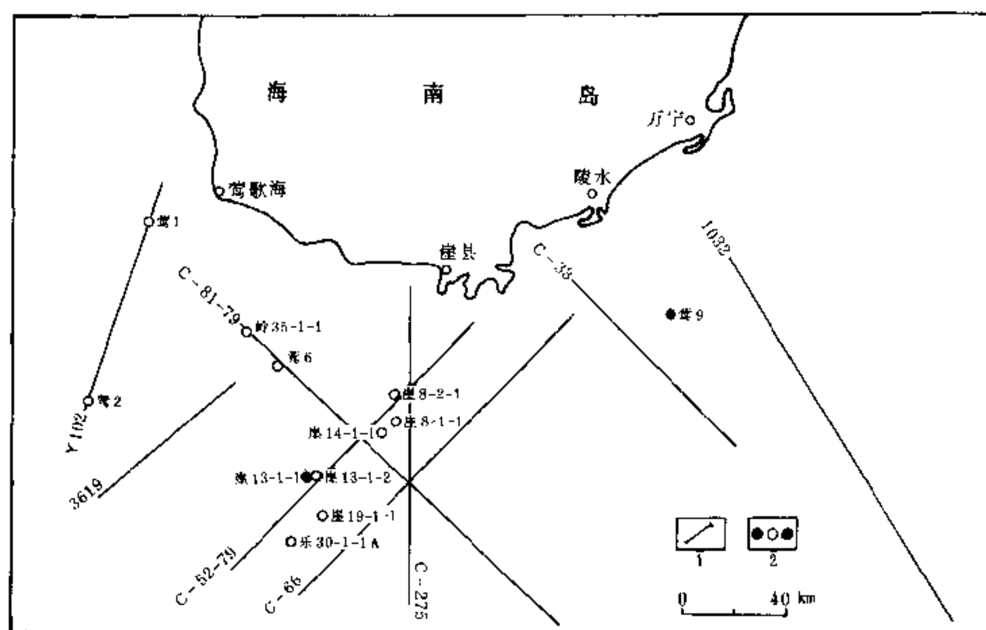


图 4-4-5 莺歌海、琼东南盆地地震测线位置图

1—测线；2—井位

比边部下沉速度较快，所以造成地层向盆地中心倾斜状态。

三、构造单元划分

莺歌海盆地，在工作区范围内（北纬 17° 向北至盆地边界，东经 108° 向东至盆地边界）可分为两个一级构造单元，即①号断层以北的北部隆起（或称北部斜坡）和①号断层以南的中部坳陷（见图 4-4-7）。

北部隆起：基底埋深小于 2000 米，基底由变质岩及少量的白垩系组成，沉积层为上第三系及第四系，没有下第三系分布，在工区范围内面积为 0.3 万平方公里。

中部坳陷：北以①号断层与北部隆起为界，从①号断层往南，基底逐步加深，至盆地中部，基底顶面埋深在万米以上，基本上是一向南倾没的斜坡，少有起伏。由于基底埋藏太深，地震资料得不到基岩面的反射波，故基底情况及西南边界不太清楚。基岩面上有巨厚的第三系及第四系，总厚在万米以上，地层厚度由坳陷边部向坳陷中部加厚。

中部坳陷第三系褶皱不明显，中部因泥岩刺穿活动造成一系列挤入底辟构造（diapir structure），北部呈单斜状态。

中部坳陷面积很大，因出工作区范围而无资料，其西界不清楚，在工作区范围内面积为 1.6 万平方公里。

四、局部构造

莺歌海盆地共有 23 个大于 10 平方公里的局部构造，面积最大的为 138.7 平方公里，但多数小于 50 平方公里，其面积大小分布情况如表 4-4-1。

从大于 10 平方公里的 23 个局部构造来看，有下列 6 种圈闭类型：背斜、断鼻、断块、鼻状构造、地层圈闭、潜山等。在一个构造上多数只有一种圈闭类型，个别构造才有 2 种圈闭类型。这与其他盆地有多种圈闭复合的情况有所不同。

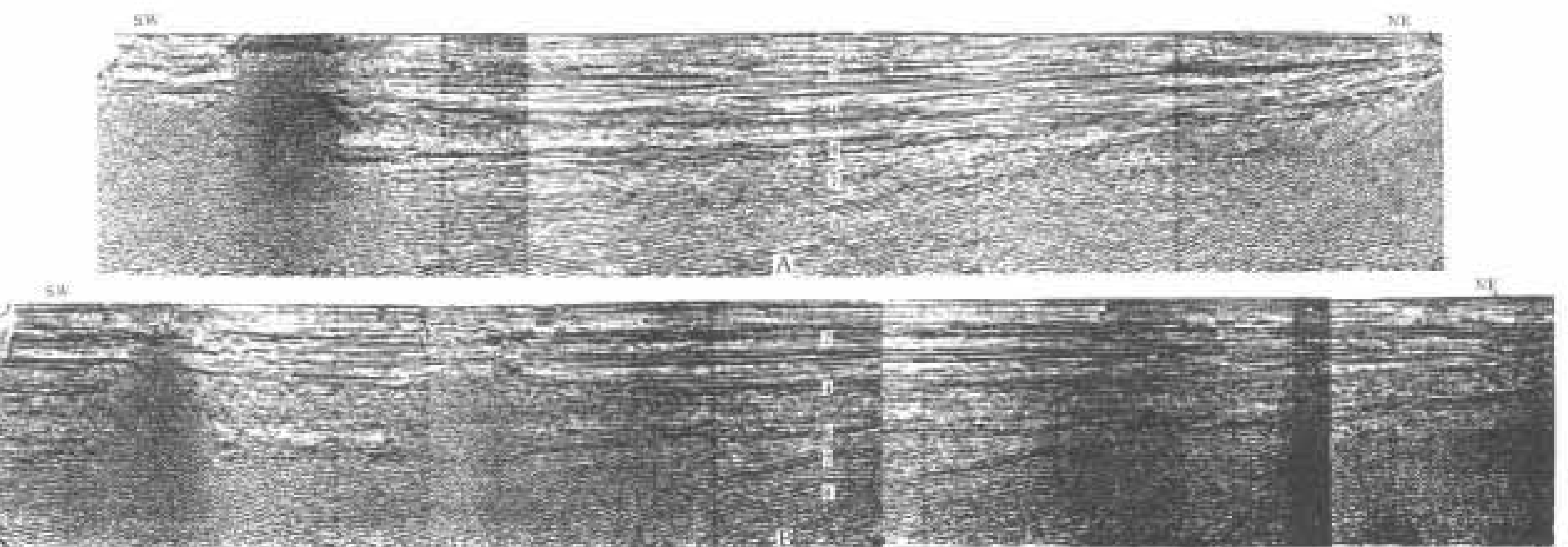


图 4-4-6　莺歌海盆地地震时间剖面图

A—Y_{182} 地震剖面；B—3619 地震剖面

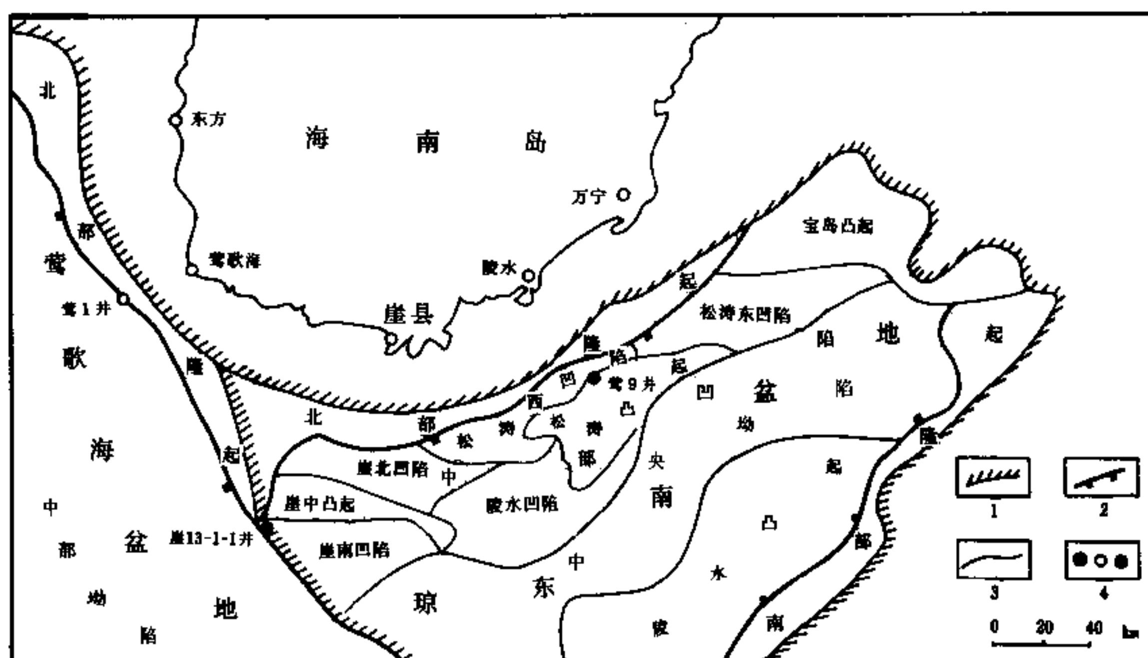


图 4-4-7 莺歌海、琼东南盆地构造区划图

1—盆地边界；2—断层；3—二级构造分区线；4—井位

表 4-4-1 莺歌海盆地局部构造面积大小分布情况

圈闭面积(km²) 圈闭数及百分数	10～30	30～50	50～100	>100
圈 闭 数 (个)	12	6	1	4
百 分 数 (%)	52.17	26.09	4.34	17.39

在 23 个构造圈闭中，以面积最大的那层圈闭计算，其中背斜 11 个、断鼻 2 个、断块 2 个、鼻状 1 个、地层（地层尖灭及砂岩体）3 个、潜山 4 个。

莺歌海盆地因基底埋藏太深，缺乏深部地震资料，所以目前发现的局部构造圈闭层位主要为上第三系，从 23 个局部构造来看，其圈闭层位属上第三系的有 11 个，属下第三系的有 8 个，属前第三系的有 4 个，参见图 4-4-8 及表 4-4-2。

第四节 琼东南盆地构造特征

一、断裂

琼东南盆地断裂发育，主要断裂方向为北东向，部分近东西向，如图 4-4-9 所示。

断裂的基底落差达 6900 米(⑤号断裂)，断裂延伸长度 270 公里。

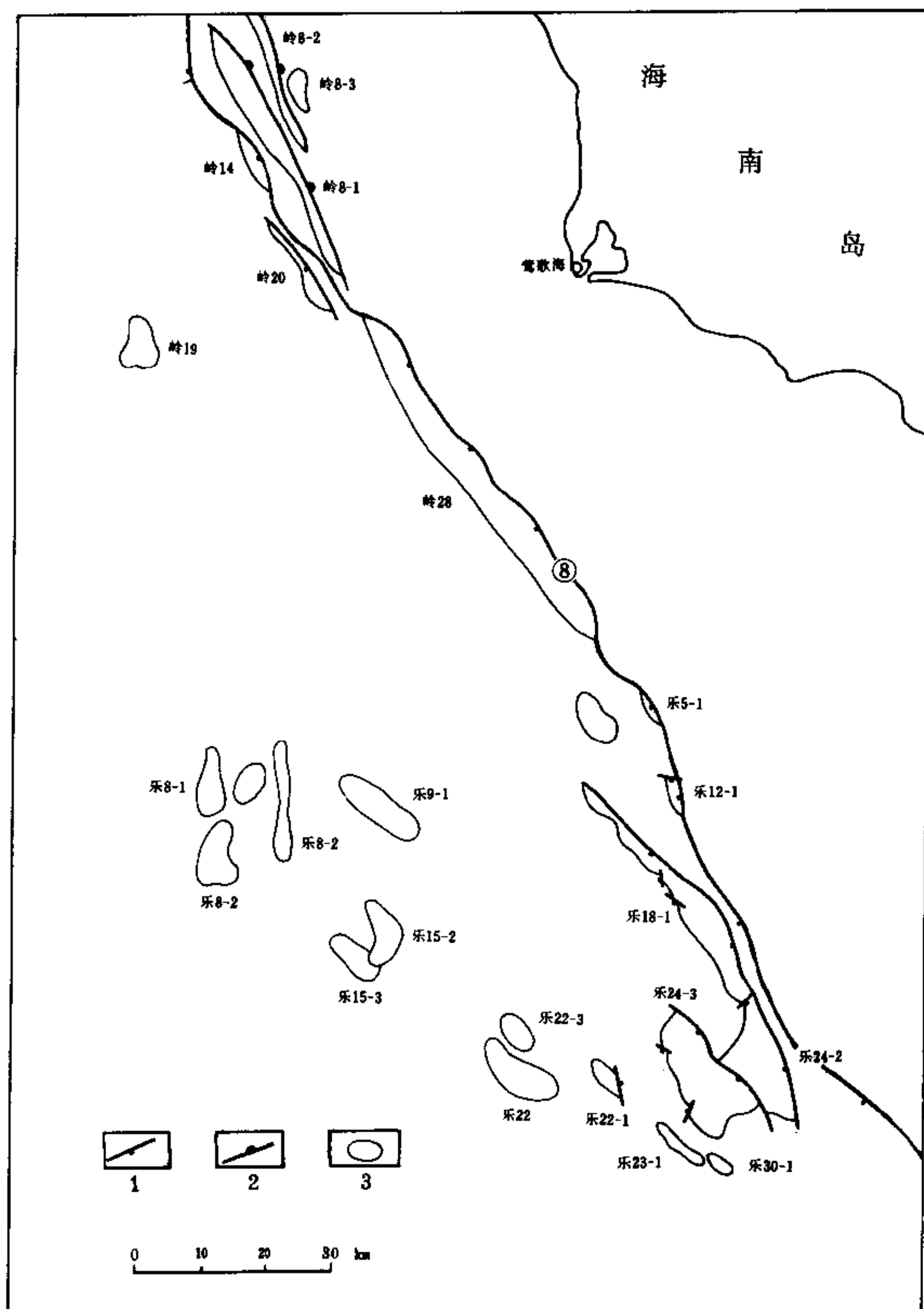


图 4-4-8 莺歌海盆地局部构造分布图

1—断层；2—超覆线；3—构造

表 4-4-2　莺歌海盆地局部构造数据表

序号	局部构造名称	构造、圈闭类型	闭合要素				落实程度	水深(m)
			标准层	闭合面积(km^2)	闭合幅度(m)	顶部埋深(m)		
1	岭 8-1	地层	T_2	138.10	245	1335		
2	岭 8-2	地层	T_2	50.70	85	965		
3	岭 8-3	潜山	T_{10}	13.0	95	1655		
4	岭 14	地层	T_6	14.70	370	2370		52
5	岭 19	背斜	T_2	26.10	45	1915		72
6	岭 20	断块	T_8	24.60	835	3055		52
7	岭 28	断块	T_7	116.60	860	2030		58
8	乐 5-1	断鼻	T_6	10.40	70(ms)	3230(ms)		
9	乐 5-2	背斜	T_{10}	35.50	290	5970		68
10	乐 8-1	鼻状	T_2	20.0	110	1940		92~94
11	乐 8-2	背斜	T_4	36.70	95	4225		88
12	乐 9-1	背斜	T_4	46.8	110	4680		85
13	乐 12-1	断鼻	T_7	17.00	320(ms)	2730(ms)		
14	乐 15-2	背斜	T_2	31.2	140	2360		90
15	乐 15-3	背斜	T_4	31.4	100	4790		97
16	乐 18-1	断鼻	T_7	121.00	600(ms)	3400(ms)	可靠	
		潜山	T_{10}	81.82	300(ms)	4200(ms)	可靠	
17	乐 22-1	背斜	T_{6-2}	12.00	90(ms)	4810(ms)	可靠	
18	乐 22	背斜	T_4	49.70	85	4725		91
19	乐 22-3	背斜	T_2	11.80	70	2530		91
20	乐 23-1	背斜	T_4	15.89	35(ms)	3540(ms)	可靠	
21	乐 24-2	块断山	T_{10}	24.8	820(ms)	4680(ms)	可靠	
22	乐 24-3	单断山	T_{10}	130.00	200(ms)	4500(ms)	可靠	
23	乐 30-1	背斜	T_6	11.37	135	6690		90

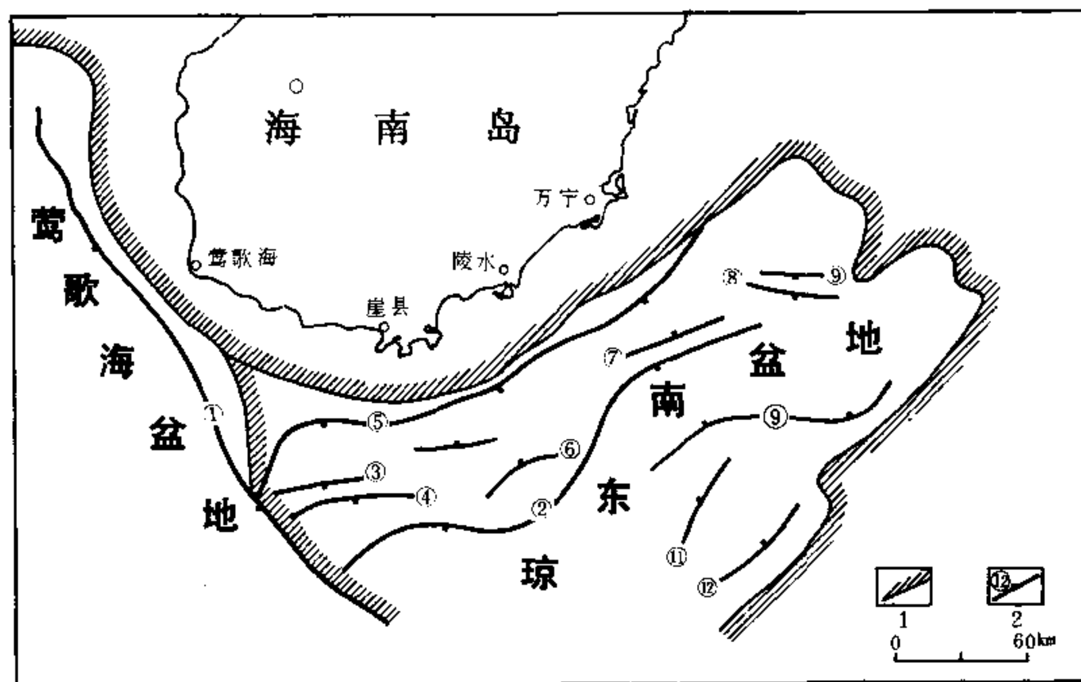


图 4-4-9　莺歌海、琼东南盆地主要断裂分布图

1—盆地边界；2—断层及其编号

断裂发育时间，从早第三纪早期（或晚白垩纪晚期）开始，至晚第三纪初期活动基本结束。多数断裂至中新世初期活动基本停止，个别断层活动到中中新世末期（T_4）。所以断裂的活动时间主要是在早第三纪。

由于断裂的活动，形成了许多彼此分割的凹陷，这些凹陷沉积了很厚的下第三系地层（图 4-4-10），是琼东南盆地主要油气生成和富集的场所。

我们把控制坳陷和隆起、凹陷与凸起、以及凹陷和凸起内部的一些断层分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ级。Ⅰ级断裂控制坳陷与隆起，如⑤号断层；或盆地与盆地的边界，如①号断层南端。Ⅱ级断裂控制凹陷与凸起的边界，或凹陷与凹陷的分界，如②号、③号等断裂；Ⅲ级断裂则是凹陷或凸起内部的一些断层，它控制下第三系沉积的发育程度，如④号、⑥号等断裂（参见图 4-4-9）。

主要断裂数据见表 4-4-3。

二、琼东南盆地的形成与发展

在早第三纪（或晚白垩世），由于板块的活动，南海海盆发生张裂。琼东南盆地此时也随着发生张裂，形成断陷，开始了早第三纪的沉积，盆地也开始形成。盆地形成后，经历了两个不同性质的发育阶段，即早第三纪以断陷为主的第一阶段和晚第三纪以坳陷为主的第二阶段。

第一阶段：早第三纪时期产生了以北东向为主的断裂。这些断裂切割了前第三系基底，被切割的基底的升降便产生了一系列凹陷和凸起。这些断陷往往呈一边陡一边缓的箕状。在凹陷中沉积了很厚的下第三系，最大厚度在 7000 米以上。靠近大断层一侧沉积最厚（即陡坡一侧）。这些断裂活动时间较长，从早第三纪早期开始至中新世早期（个别到中新世晚

期）都有活动，是边沉积边断裂的断层，属同生断层性质。因此，在凸起上下第三系较薄，厚度在0～2000米之间（参见图4-4-10）。

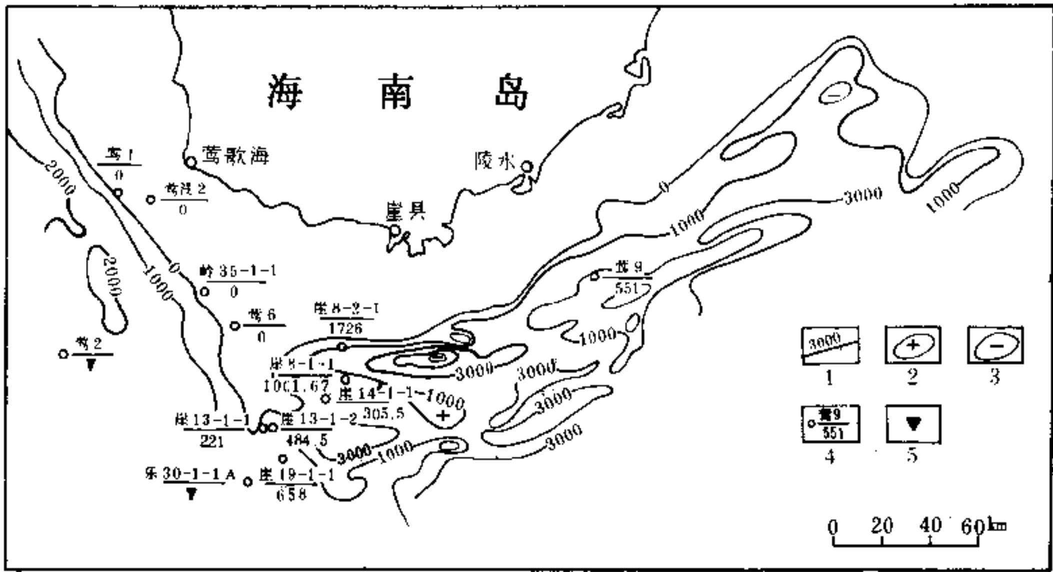


图4-4-10 莺歌海、琼东南盆地下第三系等厚图

1—等厚线（米）；2—减薄区；3—增厚区；4—井号及厚度（米）；5—未钻穿

表4-4-3 莺歌海、琼东南盆地主要断裂数据表

断裂编号	断裂总体走向	断裂倾向	基底最大落差(m)	断裂长度(km)	断开最高层位	断裂级别	断裂性质
1	NW	SW	6900	>200	T_4	I	莺歌海盆地中部坳陷与北部隆起的分界线
2	NE	SE	4100	>200	T_4以上	II	中央凹陷与其北部的凸起、凹陷分界线
3	近EW	S	900	60	T_7	II	崖中凸起与崖南凹陷的分界线
5	NE	SE	6900	270	T_4	I	琼东南盆地中部凹陷与北部隆起的分界线
9	NE	NW	>4000	>150	T_4	II	中央凹陷与陵水凸起的边界线

第二阶段：即晚第三纪。到了晚第三纪早期，大部分断裂活动趋于停止，从T_4（中中新世末期）构造图（图4-4-11）上可以看出，除极个别外，绝大部分断层已停止活动。晚第三纪的地壳活动以普遍坳陷为主，以盆地中心沉降速度最快，盆地边缘沉降较慢。海侵从渐新世开始，至中新世逐渐向盆地边缘扩展。及至晚中新世，曾发生短暂的海退，至使黄流组在部分地区缺失。到上新世时，又发生大范围的海侵，直至现代。第四纪时，盆地的沉降速度相当惊人，第四系厚度在2000米以上。其沉积速率达到每年2毫米以上。

琼东南盆地在新生代时期，看不到有明显的褶皱运动、地层的倾斜及局部构造的形成。这主要与下列因素有关：①箕状断陷陡坡一侧下降较快，缓坡及凸起下降较慢，由于两边沉降速度不一，造成早期沉积的地层发生倾斜。晚第三纪时期，由于盆地内部沉降块，盆地边

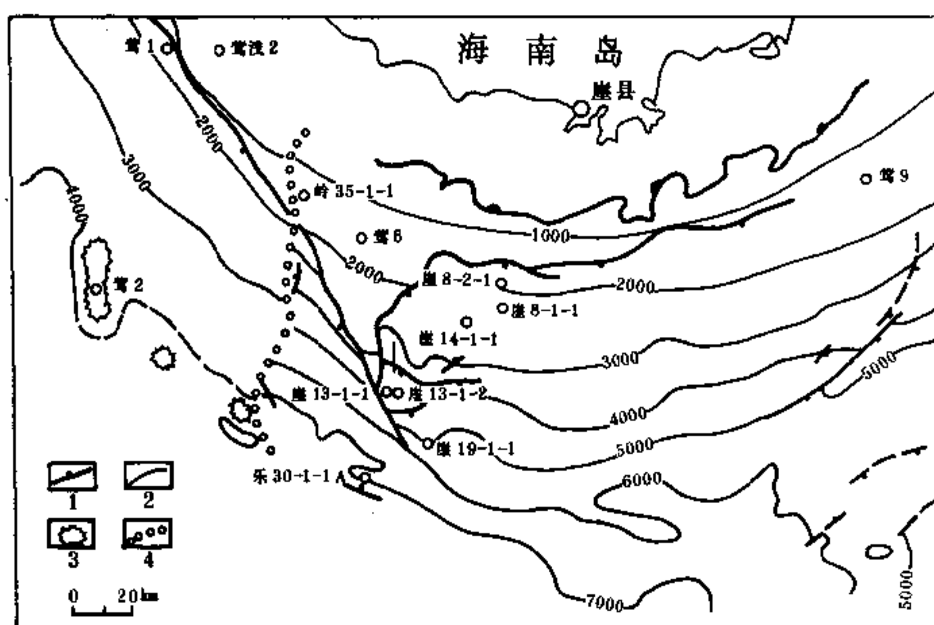


图4-4-11 莺歌海、琼东南盆地地震T_4反射层构造图

T_4反射层相当梅山组(N_1^2)顶界；1—断层；2—等值线，岭35-1-1井以西单位为毫秒，以东为米；3—泥岩刺穿；4—接图线

缘沉降慢，造成上第三系地层向盆地内部倾斜。②由于基底隆起的存在，造成一些披覆构造。③断层的活动形成一些逆牵引构造。④由于差异压实作用产生的一些构造。

总之，琼东南盆地是随着板块活动，在南海海盆拉张的同时发生张裂，盆地经历了断陷和坳陷二个发育阶段，盆地范围也由小到大，扩展至今天的面貌。

通过早第三纪的断陷活动和晚第三纪的坳陷活动，琼东南盆地中部，基底埋藏在万米以上，见基底反射层T_{10}构造图（图4-4-12）。至晚第三纪及第四纪，虽然断裂活动大为减弱，坳陷活动仍然强烈，尤其是盆地内部下降速度很快，至使目前上第三系底界埋藏深度仍然很大，达9000米，见图4-4-13。

琼东南盆地由于具有断陷和坳陷两个不同性质的发育阶段，所以下第三系中断层很多，而上第三系中断层极少。从宏观上看，上第三系由盆地边缘到盆地中心略呈单斜状态，见图4-4-14、图4-4-15和4-4-16。

三、盆地构造单元划分及其形成的地质特点

1.划分原则

根据琼东南盆地特有的地质特点，来确定其构造单元的划分原则如下：

(1) 盆地的边界划分　盆地边界基本上以第三系厚度约1000米左右作为盆地边界。

(2) 坳陷与隆起的划分　以控制坳陷与隆起发育的Ⅰ级断层作为划分界线，如⑤号、①号断层。

(3) 凸起与凹陷的划分　以形成早第三纪断陷的边界断层作为边界，在无断层地带则以下第三系厚度1500米左右作为边界划分。

2.构造单元的划分

根据上述划分原则，将琼东南盆地北纬17°～19°、东经108°30′～112°的工作区

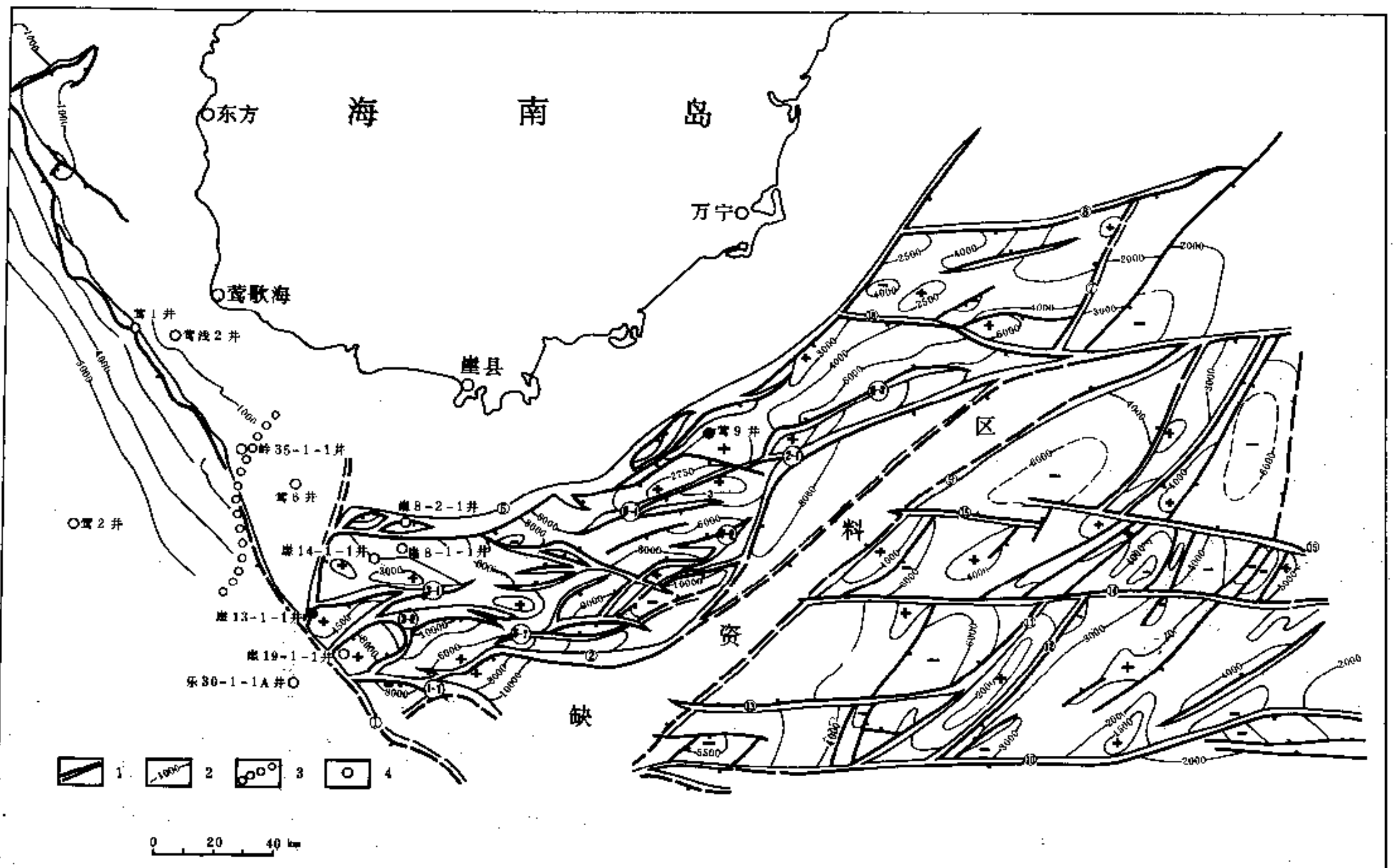


图4-4-12 莺歌海、琼东南盆地地震 T_{10} 反射层构造图

T_{10} 相当于前第三系顶界；1—断层；2—等值线，单位：西部为毫秒，东部为米；3—接图线；4—井位

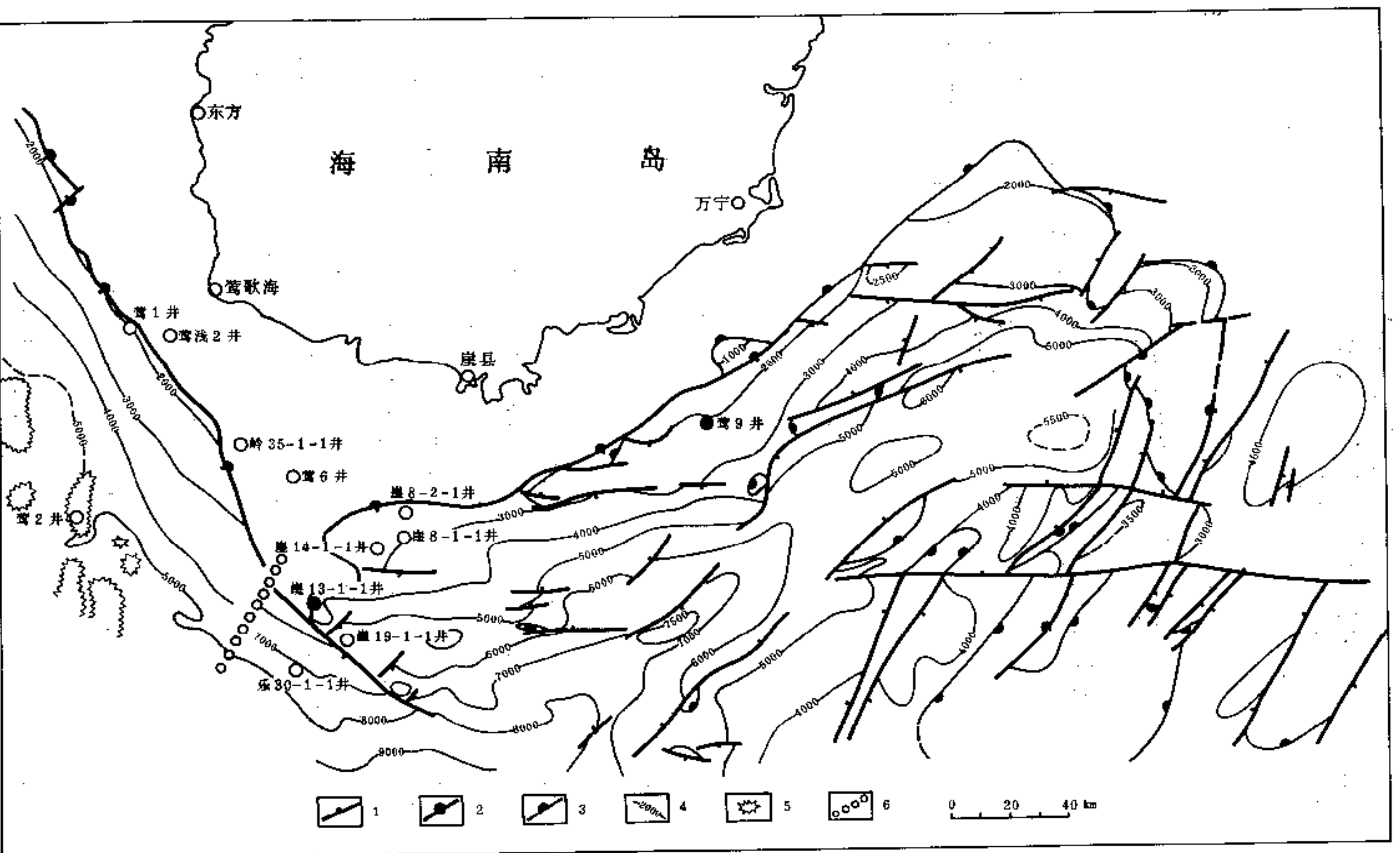


图 4-4-13　莺歌海、琼东南盆地地震 T_6 反射层构造图

T_6 反射层相当下第三系顶界；

1—断层；2—断超；3—超覆；4—等值线，单位：西部为毫秒，东部为米；5—泥岩刺穿；6—拔图线

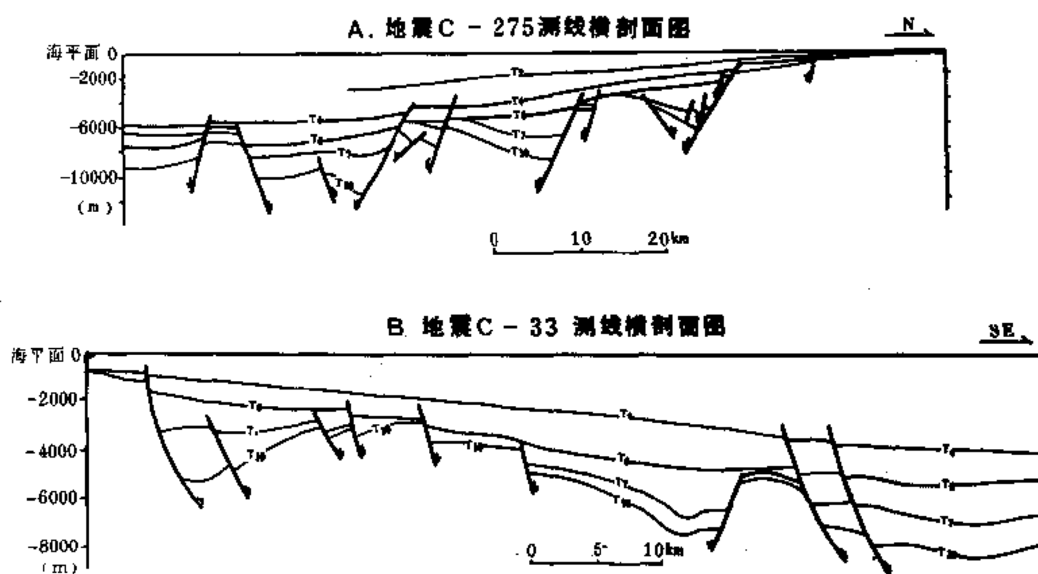


图 4-4-14 琼东南盆地地震测线横剖面图

剖面具体位置见图 4-4-5

部分，划分出 3 个 1 级构造单元：中部坳陷、北部隆起和南部隆起。

其中中部坳陷可再分为 10 个 2 级构造单元：崖北凹陷、崖南凹陷、陵水凹陷、松涛西凹陷、松涛东凹陷、中央凹陷、崖中凸起、松涛凸起、宝岛凸起以及陵水凸起等。详见琼东南盆地构造单元特征简表（表 4-4-4）。

现将一级构造单元基本情况叙述如下：

（1）中部坳陷　中部坳陷呈北东向延伸，西北侧与北部隆起以⑤号断裂为界，东南与南部隆起相接，西南以①号断裂为界，坳陷面积为 34600 平方公里，下第三系最大厚度在 7000 米以上，上第三系在 7000 米左右。基底埋藏最深处大于 9000 米（参见图 4-4-7）。

（2）南部隆起　位于盆地东南侧，成北东向延伸，在工作区范围内长约 190 公里，宽约 12 公里。该隆起无下第三系，而上第三系加第四系厚在 1000 米左右。

（3）北部隆起　北部隆起是⑤号断层以北至盆地边界的狭长地区，面积为 2000 平方公里，上第三系沉积厚度在 1000～3000 米之间，但大部分区域厚度小于 2000 米。该隆起上基本没有下第三系，因之缺乏良好的生油岩系，该隆起上构造圈闭较少，构造幅度也较小，但有生物礁异常存在。

隆起上的前第三系基底岩性推断主要为变质岩，其次为花岗岩和少量的白垩系。

四、局部构造

琼东南盆地大于 10 平方公里的局部构造有 94 个，分布在各凹陷及凸起上，部分在北部隆起上（图 4-4-17）。

琼东南盆地的局部构造以面积小的占大多数，详见表 4-4-5。

琼东南盆地局部构造往往有多层圈闭。在 94 个局部构造中，有 41 个局部构造具有 2 层或 2 层以上的圈闭，如下有潜山，上有断鼻或背斜等。

局部构造圈闭类型有下面 5 种：①潜山（包括单断山和断块山）、②断鼻（包括断背斜、

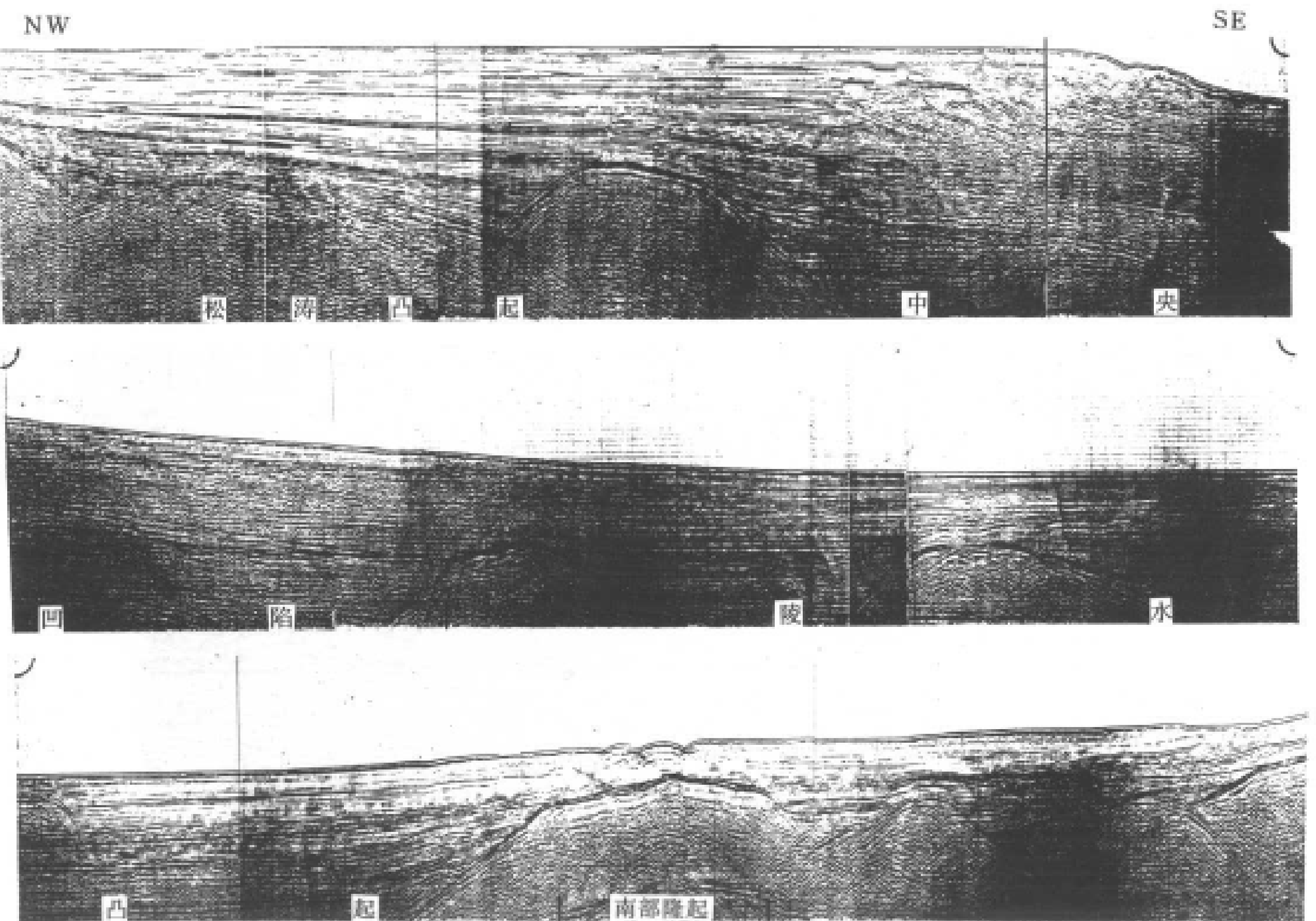


图 4-4-15 琼东南盆地地震 1032 测线时间剖面图

剖面具体位置见图 4-4-5

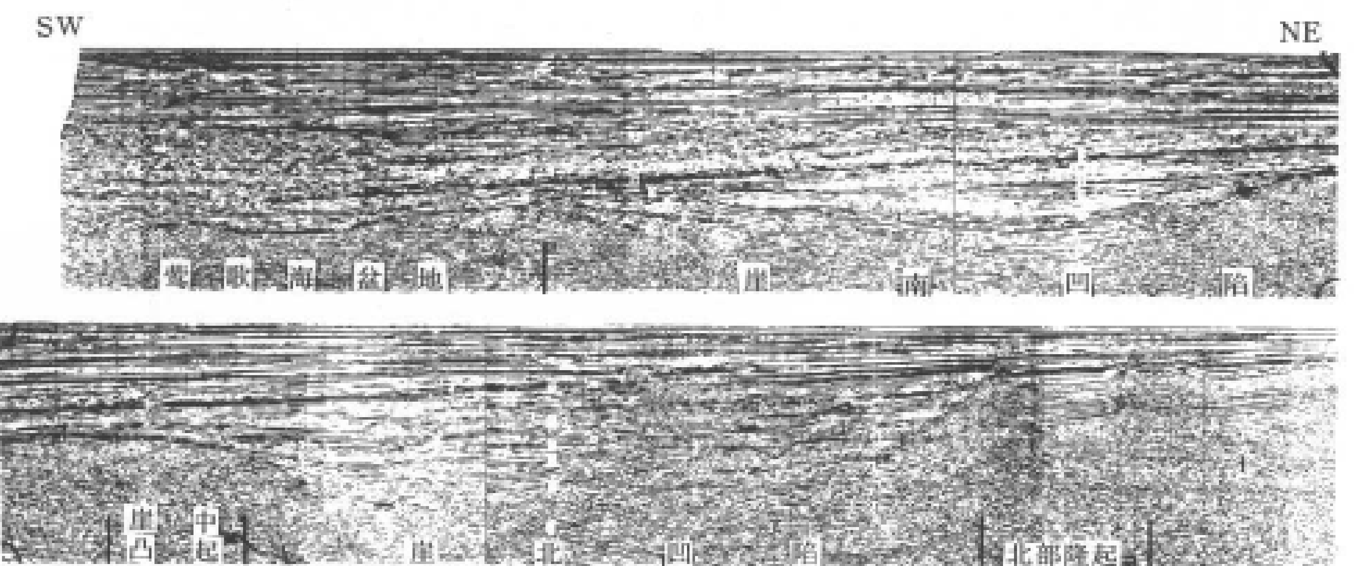


图 4-4-16　琼东南盆地地震 C-66 测线时间剖面图

剖面具体位置见图 4-4-5

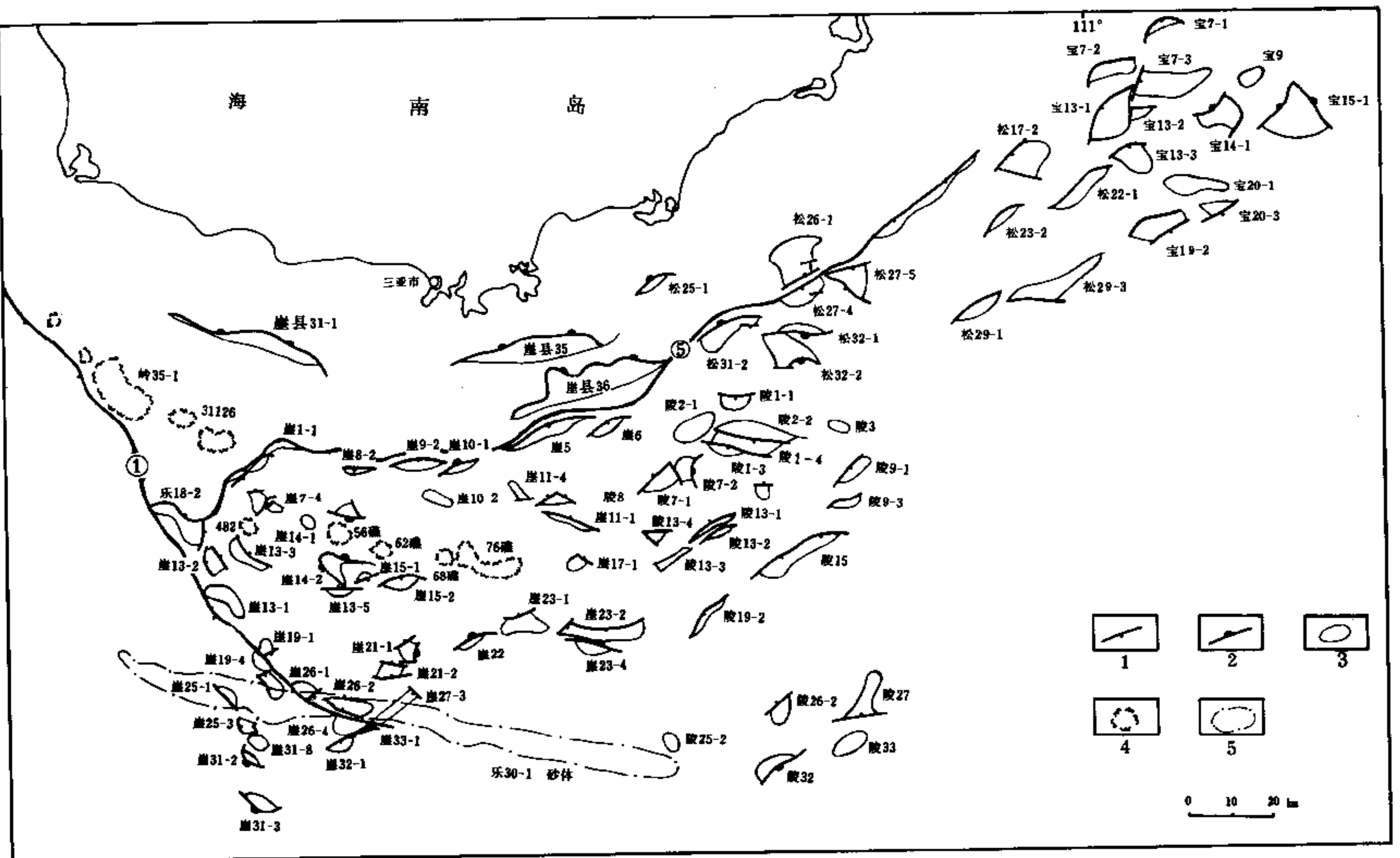


图 4-4-17 琼东南盆地局部构造分布图

1—断层；2—超覆线；3—构造；4—礁；5—砂体

表 4-4-4 琼东南盆地构造单元特征简表

构造单元名称				厚度(m)		构造主要发育期	基底性质推断
盆地(面积 km²)	一级①(面积 km²)	二级	面积(km²)	上第三系和第四系	下第三系		
琼东南盆地(52000)工作区面积(39500)	中部坳陷(34600)	崖北凹陷	1400	3000	7000	E	古生界碳酸盐岩
		崖南凹陷	2000	7000	5000	E	变质岩和花岗岩
		陵水凹陷	2300	7000	3000	E	变质岩和花岗岩
		松涛西凹陷	1300	2000	3000	E	变质岩和花岗岩
		松涛东凹陷	2200	3000	3000	E	变质岩和花岗岩
		中央凹陷	12800	9000	4000	E	变质岩和花岗岩
		崖中凸起	1000	6000	0~1500	N	变质岩
		松涛凸起	1800	5000	0~1000	N	变质岩和花岗岩
		宝岛凸起	3500	3500	0~3000	N	变质岩和花岗岩
		陵水凸起	6300	3500	0~2000	N	变质岩和花岗岩
	南部隆起(2400)			1000	0		变质岩
	北部隆起(2500)				<1000		变质岩

①一、二级构造单元划分只限于东经 108°以东、北纬 17°以北的部分盆地。

表 4-4-5 琼东南盆地局部构造面积大小分布情况

局部构造面积(km²) / 数目及百分数	10~30	30~50	50~100	>100
数目(个)	45	27	19	3
百分数(%)	47.87	28.72	20.21	3.19

半背斜等)、③背斜、④断块以及⑤地层圈闭。

各类型数量如表 4-4-6。

表 4-4-6 琼东南盆地圈闭类型分布情况

圈闭类型 / 个数及百分数	潜山	断鼻	背斜	断块	地层	断背斜	合计
圈闭个数	37	13	5	27	10	2	94
百分数(%)	39.36	13.83	5.32	28.83	10.64	2.13	100

从表 4-4-6 可以看出，以潜山型圈闭占多数，其次为断鼻及背斜。这些局部构造数据详见表 4-4-7。

表 4-4-7　琼东南盆地局部构造数据表

序号	局部构造名称	构造、圈闭类型	闭合要素				落实程度	水深(m)	备注
			标准层	闭合面积(km^2)	闭合幅度(ms)	顶部埋深(ms)			
1	崖 1-1	断鼻	T_{5-2}	19.70	150	1550	可靠	72	
		块断山	T_{10}	36.21	1180	2020	可靠	72	
2	崖 5	断块	T_{6-2}	67.80	300	2450	可靠	80	
3	崖 6	断块	T_8	18.00	140	2960	可靠	88	
		块断山	T_{10}	11.50	220	3280	可靠	88	
4	崖 7-1	断鼻	T_{6-2}	20.50	190	1860	可靠	73	
		单断山	T_{10}	41.79	380	2120	可靠	73	
5	崖 7-4	断背斜	T_7	36.50	120	2330	可靠	75	
		潜山	T_{10}	15.00	100	2300	可靠	75	
6	崖 8-2	断背斜	T_7	16.85	240	2360	可靠	77	已钻井
		单断山	T_{10}	11.00	230	2770	可靠	77	已钻井
7	崖 8-1	断鼻	T_7	9.80	70	2580	可靠	75	已钻井
8	崖 9-2	断鼻	T_{6-1}	21.40	200	2050	可靠	77	
		单断山	T_{10}	6.27	260	3440	可靠	77	
9	崖 10-1	地层	T_7	10.00	40	3160	可靠	80	
		块断山	T_{10}	19.50	110	3590	可靠	80	
10	崖 10-2	地层	T_8	24.80	250	4100	可靠	82	
11	崖 11-1	断块	T_{6-2}	16.30	130	3320	可靠	88	
		块断山	T_{10}	27.00	380	3620	可靠	88	
12	崖 11-2	断块	T_{6-2}	16.90	100	3400	可靠	90	
		块断山	T_{10}	90.00	380	3620	可靠	90	
13	崖 11-4	块断山	T_{10}	12.30	100	3900	可靠	86	
14	崖 13-1	背斜	T_{6-2}	51.5	374m	3526m	可靠	80	气田
		潜山	T_{10}	91.50	380	2820	可靠	80	气田
15	崖 13-2	单断山	T_{10}	23.93	170	2930	可靠	80	
16	崖 13-3	单断山	T_{10}	26.77	80	2320	可靠	80	
17	崖 13-5	单断山	T_{10}	11.90	160	3840	可靠	84	

续表

序号	局部构造名称	构造、圈闭类型	闭合要素				落实程度	水深(m)	备注
			标准层	闭合面积(km^2)	闭合幅度(ms)	顶部埋深(ms)			
18	崖 14-1	背斜	T_4	11.58	5	1895	不可靠	80	已钻井
19	崖 14-2	断块	T_{6-2}	34.80	170	2630	可靠	84	
20	崖 15-1	单断山	T_{10}	10.50	80	2920	可靠	85	
21	崖 15-2	断鼻	T_{6-2}	19.20	220	3380	可靠	86	
22	崖 17-1	断块	T_{6-2}	24.00	120	3680	可靠		
		单断山	T_{10}	39.50	300	3800	可靠		
23	崖 19-1	断背斜	T_7	11.45	80	3370	可靠	90	已钻井
		单断山	T_{10}	22.66	180	3520	可靠	90	已钻井
24	崖 19-4	断块	T_7	20.76	480	2820	可靠		
25	崖 21-1	地层	T_{6-2}	17.00	90	3210	可靠	105	
		潜山	T_{10}	45.60	100	3300	可靠	105	
26	崖 21-2	单断山	T_{10}	22.50	160	3640	可靠		
27	崖 22	断块	T_{6-2}	14.30	120	3530	可靠		
		块断山	T_{10}	10.00	150	4050	可靠		
28	崖 23-1	断鼻	T_7	33.50	170	3230	可靠		
		潜山	T_{10}	33.20	200	3300	可靠		
29	崖 23-2	断块	T_{6-2}	36.80	190	3910	可靠		
		块断山	T_{10}	76.80	420	4280	可靠		
30	崖 23-4	断鼻	T_8	17.90	200	4600	可靠		
		单断山	T_{10}	31.00	340	4660	可靠		
31	崖 25-1	单断山	T_{10}	12.80	120	5080	可靠		
32	崖 25-2	块断山	T_{10}	24.50	810	4290	可靠		
33	崖 25-3	单断山	T_{10}	13.90	120	5250	可靠		
34	崖 26-1	断背斜	T_{6-2}	22.00	190	3560	可靠		
		块断山	T_{10}	27.70	750	3750	可靠		
35	崖 26-2	背斜	T_{6-2}	38.40	120	3630	可靠		
		潜山	T_{10}	43.60	220	4180	可靠		

续表

序号	局部构造名称	构造、圈闭类型	闭合要素				落实程度	水深(m)	备注
			标准层	闭合面积(km^2)	闭合幅度(ms)	顶部埋深(ms)			
36	崖 26-4	断鼻	T_{6-2}	37.70	150	4000	可靠		
		单断山	T_{10}	17.50	120	4480	可靠		
37	崖 27-3	断块	T_{6-2}	25.40	180	4120	可靠		
		块断山	T_{10}	54.50	280	5520	可靠		
38	崖 31-2	断鼻	T_7	11.10	50	4550	可靠		
		单断山	T_{10}	34.60	190	4610	可靠		
39	崖 31-3	断鼻	T_6	20.23	170	4280	不可靠		
		单断山	T_{10}	14.67	110	4490	可靠		
40	崖 31-8	背斜	T_7	16.10	60	4540	可靠		
41	崖 32-1	断鼻	T_7	13.90	260	4490	可靠		
		单断山	T_{10}	76.70	320	5180	可靠		
42	崖 33-1	断块	T_6	10.20	170	3980	可靠		
43	崖县 31-1	地层	T_4	78.60	100	600	可靠		
44	崖县 35	地层	T_4	165.00	140	460	可靠		
45	崖县 36	地层	T_{5-2}	106.40	190	810	可靠		
46	陵 1-1	断块	T_{6-1}	31.00	110	1890	可靠		
		单断山	T_{10}	18.00	70	2130	可靠		
47	陵 1-3	断块	T_{6-2}	76.00	380	2700	可靠		
		块断山	T_{10}	30.00	130	3170	可靠		
48	陵 1-4	断块	T_{6-2}	52.50	670	2430	可靠		
		块断山	T_{10}	30.00	130	3170	可靠		
49	陵 2-1	背斜	T_{6-1}	41.00	40	2010	可靠		
50	陵 2-2	断块	T_{6-2}	71.50	670	2230	可靠		
		块断山	T_{10}	64.30	500	2500	可靠		
51	陵 3	潜山	T_{10}	13.00	90	2510	可靠		
52	陵 7-1	断块	T_{6-2}	38.40	250	3300	可靠		
		块断山	T_{10}	32.00	230	4070	可靠		

续表

序号	局部构造名称	构造、圈闭类型	闭合要素				落实程度	水深(m)	备注
			标准层	闭合面积(km^2)	闭合幅度(ms)	顶部埋深(ms)			
53	陵 7-2	断块	T_8	34.00	500	3600	可靠		
54	陵 8	断鼻	T_{6-2}	22.80	70	3530	可靠		
55	陵 9-1	断块	T_7	14.30	160	3940	可靠		
		块断山	T_{10}	13.00	220	4280	可靠		
56	陵 9-3	断鼻	T_7	14.40	50	4150	可靠		
		块断山	T_{10}	29.00	230	4470	可靠		
57	陵 13-1	断块	T_{6-2}	20.50	160	3740	可靠		
		块断山	T_{10}	32.80	270	4030	可靠		
58	陵 13-2	断块	T_{6-2}	24.30	140	4010	可靠		
		块断山	T_{10}	11.60	140	4460	可靠		
59	陵 13-3	断块	T_7	22.00	300	4200	可靠		
		块断山	T_{10}	24.50	360	4440	可靠		
60	陵 13-4	断块	T_8	12.80	350	4650	可靠		
61	陵 15	断块	T_{6-1}	69.50	250	4100	可靠		
62	陵 19-2	断块	T_{6-1}	16.80	50	4500	可靠		
63	陵 25-2	背斜	T_6	15.60	20	4580	可靠		
64	陵 26-2	断鼻	T_{6-1}	24.30	100	4000	可疑		
		单断山	T_{10}	10.20	130	4370	可疑		
65	陵 27	断鼻	T_{6-1}	49.80	100	4400	可疑		
66	陵 32	地层	T_7	26.50	110	4190	可疑		
67	松 17-2	断块	T_{6-2}	89.9	500	2800	可靠		
		块断山	T_{10}	80.50	650	3350	可靠		
68	陵 33	背斜	T_{6-2}	34.80	20	4180	可疑		
69	松 22-1	断块	T_7	39.70	370	1430	可靠		
70	松 23-2	断块	T_8	12.20	200	1800	可靠		
71	松 24-2	断块	T_8	44.50	180	2720	可靠		
		块断山	T_{10}	83.80	520	2780	可靠		

序号	局部构造名称	构造、圈闭类型	闭合要素				落实程度	水深(m)	备注
			标准层	闭合面积(km^2)	闭合幅度(ms)	顶部埋深(ms)			
72	松25−1	地层	T_2	11.00	40	310	可疑		
73	松26−1	断块	T_{6-2}	96.00	510	790	可靠		
74	松27−4	断块	T_{6-2}	45.10	140	1860	可靠		
75	松27−5	断块	T_{6-2}	43.80	360	1640	可靠		
		块断山	T_{10}	26.00	120	2280	可靠		
76	松29−1	单断山	T_{10}	26.70	300	2500	可靠		
77	松29−3	断块	T_{6-2}	76.6	900	400	可靠		
78	松31−2	断鼻	T_7	47.10	260	2040	可靠		
79	松32−1	地层	T_8	19.50	220	2380	可靠		
80	松32−2	断鼻	T_{6-2}	68.50	90	1960	可靠		含油构造
		潜山	T_{10}	12.4	250	1950	可靠		含油构造
81	宝7−1	断块	T_7	11.50	260	1940	可靠		
		块断山	T_{10}	14.30	380	2020	可靠		
82	宝7−2	地层	T_7	39.20	250	2450	可靠		
83	宝7−3	断鼻	T_{6-2}	54.80	100	1900	可靠		
		潜山	T_{10}	89.00	90	2010	可靠		
84	宝9	地层	T_7	17.60	50	1950	可靠		
85	宝13−1	断块	T_{6-1}	84.40	500	2500	可靠		
		潜山	T_{10}	61.7	450	2750	可靠		
86	宝13−2	断块	T_{6-2}	14.1	200	2700	可靠		
		块断山	T_{10}	32.00	554	3046	可靠		
87	宝13−3	断块	T_{6-2}	44.50	212	3288	可靠		
88	宝19−2	断块	T_{6-2}	36.90	250	4450	可靠		
		块断山	T_{10}	45.30	496	5704	可靠		
89	宝14−1	断鼻	T_7	12.30	90	2510	可靠		
90	宝15−1	断块	T_8	42.70	380	2620	可靠		
		块断山	T_{10}	10.90	190	2810	可靠		

续表

序号	局部构造名称	构造、圈闭类型	闭合要素				落实程度	水深(m)	备注
			标准层	闭合面积(km^2)	闭合幅度(ms)	顶部埋深(ms)			
91	宝 20-1	块断山	T_{10}	16.60	160	2940	可靠		
92	宝 20-3	块断山	T_{10}	14.30	80	3520	可靠		
93	乐 18-2	断鼻	T_6	72.72	250	2250	可靠		
		单断山	T_{10}	59.00	200	2400	可靠		
94	乐 30-1 砂体	岩性	T_2-T_4	568.50	260	3390	可靠		

第五章　油气生成及储、盖组合

该区生油研究的重点放在琼东南盆地，因该盆地钻井较多，揭露地层也较多；而莺歌海盆地钻井很少，也未钻遇下第三系地层。

第一节　暗色泥岩发育情况

莺歌海、琼东南盆地第三系是一套砂、泥岩地层，泥岩相当发育，现将几口井中泥岩的发育情况列表，见表 4-5-1。

表 4-5-1　莺歌海、琼东南盆地暗色泥岩、页岩厚度统计表[①]

组	井　号	泥、页岩层总厚度(m)	占该组厚度的百分比	组	井　号	泥、页岩层总厚度(m)	占该组厚度的百分比
莺歌海组	莺 9 井	306.5	94.3	三亚组	莺 9 井	325	76.5
	崖 14-1-1 井	532	59.7		崖 14-1-1 井	172	52.1
	崖 8-1-1 井	422	52.4		崖 8-1-1 井	114	22.8
	崖 8-2-1 井	520.7	84.9		崖 8-2-1 井	221.8	49.9
	崖 13-1-1 井	1358.5	86.5	陵水组	莺 9 井	210.5	38.2
	崖 13-1-2 井	1348.5	87.6		崖 14-1-1 井	84	27.5
	崖 19-1-1 井	1753	91		崖 8-1-1 井	218.8	28.7
	乐东 30-1-1 井	1462	67.8		崖 8-2-1 井	307.5	37.7
梅山组	莺 9 井	158	40.5		崖 13-1-1 井	24.5	20.1
	崖 14-1-1 井	50	24.9		崖 13-1-2 井	57	27.2
	崖 8-1-1 井	115.3	36.8		崖 19-1-1 井	212.5	53.3
	崖 8-2-1 井	29.5	13.3	崖城组	崖 8-1-1 井	35	14.6
	崖 13-1-1 井	93	34.3		崖 8-2-1 井	534	58.7
	崖 13-1-2 井	187.5	50.6		崖 13-1-1 井	5.5	12
	崖 19-1-1 井	254	58.7		崖 13-1-2 井	73	30.1
	乐东 30-1-1 井	148	25.6		崖 19-1-1 井	190.5	45.5

①取单层厚度在 0.5 米以上的层位。

由于各井所处的构造位置不同，其泥岩发育情况也有所差异。莺歌海组泥岩最厚，占该组的百分比也较大。目前，莺歌海、琼东南盆地生油岩主要为下第三系，其次是上第三系。由于对整个区域，钻井局限在主坳陷的边缘，钻遇下第三系的 9 口井中除崖 8-2-1 井有较厚的下第三系外，其余 8 口井所钻的下第三系均较薄。

崖 8-2-1 井下第三系的暗色泥岩发育良好，陵水组泥岩厚 307.5 米，占该组厚度的 37.7%；崖城组的暗色泥岩厚 534 米，占该组厚度的 58.7%。这些泥岩为生油提供了条件。

第二节 生 油 岩

一、有机质丰度

现把各组有关地球化学分析数据列入表4-5-2。

表4-5-2 莺歌海、琼东南盆地第三系有机质丰度及二价硫含量表

系		组	井号	有机碳		氯仿沥青"A"		S_1+S_2		二价硫	
				含量①② (%)	样品数 (个)	含量 (%)	样品数 (个)	含量 (%)	样品数 (个)	含量 (%)	样品数 (个)
第三系	上第三系	莺歌海—黄流组	崖14-1-1井	0.41	8			0.58	6	0.29	8
			崖8-2-1井	0.22	22	0.014	3	0.09	17	0.26	22
			莺 9 井	0.22	7	0.012	6	0.03	6		
			崖13-1-1井	0.38	62	0.02	8	0.26	45	0.27	62
			崖13-1-2井	0.49	35			0.44	35	0.24	35
			崖19-1-1井	0.42	18	0.037	18	0.37	27	0.20	18
			乐东30-1-1A	0.49	30	0.034	11	0.29	49	0.28	30
			平均含量	0.40	182	0.029	46	0.29	187	0.26	175
		梅山组	崖14-1-1井	0.32	1			0.02	1	0.22	1
			崖8-1-1井	0.30	7			0.06	5	0.68	7
			崖8-2-1井	0.20	8	0.015	1	0.02	6	0.36	8
			莺 9 井	0.15	10	0.015	2	0.04	6		
			崖13-1-1井	0.28	12	0.041	2	0.25	4	0.32	12
			崖13-1-2井	0.30	6			0.18	6	0.20	6
			崖19-1-1井③	0.88	5	0.222	6	1.80	12	0.25	5
			平均含量	0.31	49	0.025	5	0.10	28	0.36	39
		三亚组	崖14-1-1井	0.49	9			0.29	9	0.67	9
			崖8-1-1井	0.48	13			0.37	13	0.78	13
			崖8-2-1井	0.60	12	0.034	4	0.30	7	1.11	13
			莺 9 井	0.30	12	0.020	7	0.15	8		
		平均含量		0.47	46	0.025	11	0.29	37	0.87	35
		平均含量		0.40	277	0.028	62	0.27	252	0.36	249
	下第三系	陵水组	崖14-1-1井	0.35	6			0.33	4	0.42	6
			崖8-1-1井	0.53	15			0.46	15	0.67	15
			崖8-2-1井	0.56	32	0.035	6	0.44	32	0.85	32
			莺 9 井	0.35	4	0.030	9	0.30	14		
			崖13-1-1井	0.37	4	0.043	1	0.22	2	0.64	4
			崖13-1-2井②	1.85	4			3.27	4	1.01	4
			崖19-1-1井	0.57	4	0.123	4	0.75	9	0.34	4
			平均含量	0.59	69	0.051	20	0.58	80	0.73	65
		崖城组	崖8-2-1井	0.53	32	0.071	12	0.54	30	0.61	32
			崖13-1-1井	0.65	2	0.126	1	0.41	1	0.54	2
			崖13-1-2井	3.17	8	0.191	1	4.52	8	1.27	14
			平均含量	1.04	42	0.084	14	1.35	39	0.80	48
		平均含量		0.76	111	0.064	34	0.84	119	0.76	113
	平均含量			0.50	388	0.041	96	0.45	371	0.49	362

①表中含量均为平均数。

②有机碳含量等于或大于6%者不统计在内。

③崖19-1-1井钻井过程中于3794.6米（莺歌海—黄流组内）遇卡，加入70桶解卡剂（内含2%柴油）解卡，可能影响到梅山组氯仿沥青"A"及S_1+S_2含量增高。

莺歌海、琼东南盆地所使用的有机质丰度评价标准见表4-5-3。

表4-5-3 一般有机质丰度评价标准表

指标分类 \ 生油岩分类		最好生油岩	好生油岩	较好生油岩	较差生油岩	非生油岩
地化指标	有机碳(%)	1.5～2	1.5	0.6～1.0	0.4～0.6	<0.4
	氯仿沥青"A"(%)	>0.15	0.1～0.15	0.05～0.1	0.01～0.05	<0.01
	S_1+S_2(mg/g)	>20	5～20	3～5	2～3	<2

莺歌海、琼东南盆地的有机质丰度是比较低的，从表4-5-2中数据来看，上第三系有机碳平均值只有0.40%，属刚达到较差生油岩标准；氯仿沥青"A"含量为0.028%，也刚达到较差生油岩标准，所以上第三系生油岩属于较差生油岩。下第三系有机质丰度要高一点，有机碳平均含量为0.76%，属于较好的生油岩；氯仿沥青"A"为0.064%，也属于较好生油岩。所以下第三系从总的有机质丰度看，属较好生油岩。

从S_1+S_2含量来看，上、下第三系的平均值均小于2，属非生油岩标准，但崖13-1-2井的陵水组S_1+S_2含量达3.27毫克/克，崖城组达4.52毫克/克，这些都说明在崖13-1-2井的下第三系是有较好生油条件的。

另外，从有机碳含量频率分布图（图4-5-1）中可以看出，第四系和莺歌海—黄流组有机碳含量频率主要分布在0.2～0.4%之间，梅山组和三亚组主要在0.2%以下，陵水组和崖城组主要分布0.4～0.6之间。

从氯仿沥青"A"含量频率分布图（图4-5-2）上看，上、下第三系各组主要分布在0.04%以下，说明氯仿沥青"A"含量很低。

从总烃含量频率分布图（图4-5-3）上看，上第三系主要分布200ppm以下，下第三系在200～300ppm之间，大于300ppm的样品数较少，只有一个样品达700ppm，看来丰度也不太高。

从S_1+S_2含量频率分布图（图4-5-4）上看，上、下第三系的S_1+S_2含量频率主要在1千克烃/吨岩石以下，说明其含量是很贫乏的。

二、有机质类型

莺歌海、琼东南盆地有机质类型以Ⅲ型（腐殖型）干酪根为主，间或有Ⅱ型干酪根。

下面就干酪根热解、镜检元素分析等叙述干酪根类型如下：

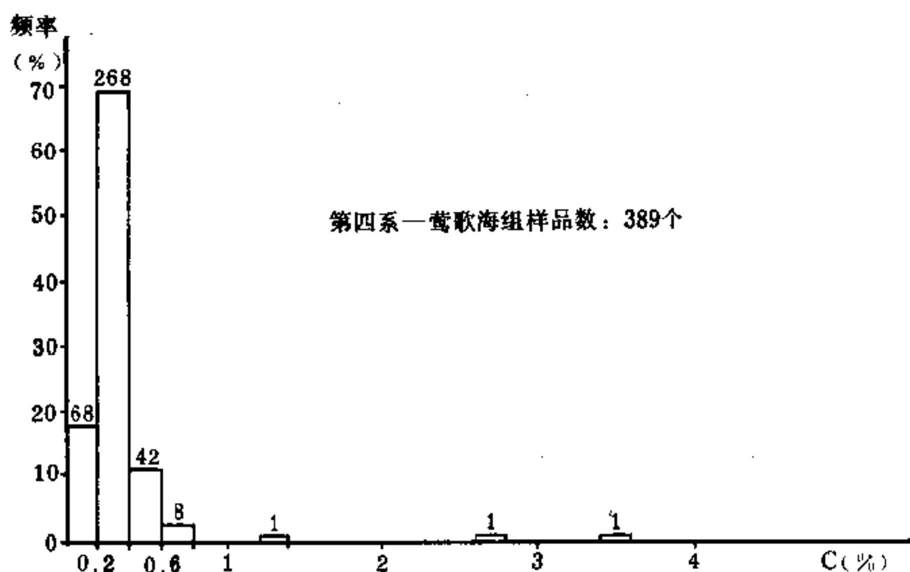
1.有机质热解资料

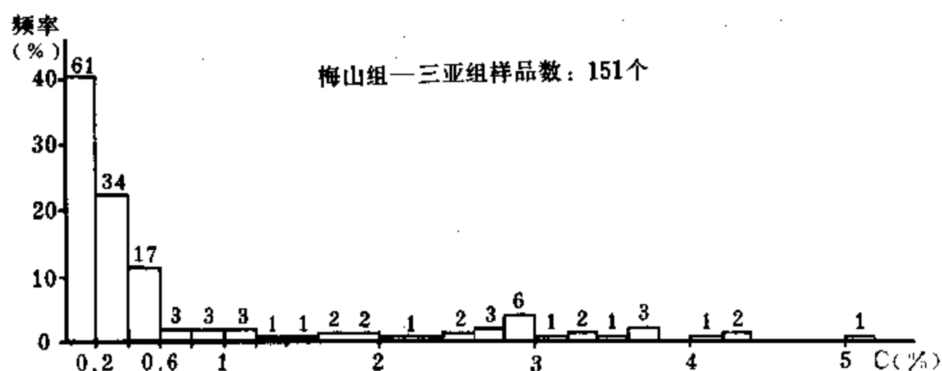
根据莺歌海、琼东南盆地5口井的干酪根热解分析资料，作出S_2/S_3与I_H关系图（图4-5-5和图4-5-6）。

从图上可以看出，上第三系干酪根主要是标准腐殖型（$Ⅲ_2$），少量含腐泥的腐殖型（$Ⅲ_1$），有2个点为含腐殖的腐泥型（$Ⅰ_2$）；下第三系主要为含腐泥的腐殖型（$Ⅲ_1$），其次为$Ⅲ_2$及Ⅱ型，个别$Ⅰ_2$及$Ⅰ_1$型。

2.干酪根镜下鉴定

在显微镜下把干酪根组分分为：类脂体（a）、壳质体（b）、镜质体（c）和惰质体





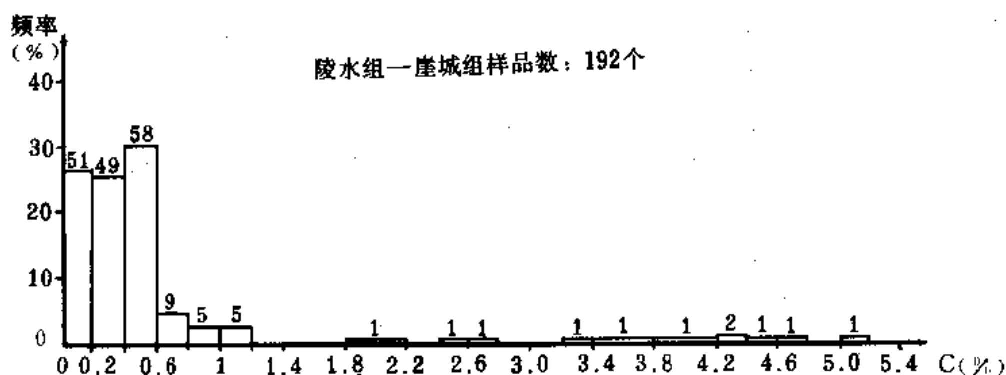


图 4-5-1　莺歌海、琼东南盆地有机碳含量频率分布图

(d) 等，令 T 为有机质类型指数，且

$$T=(100a+50b-75c-100d)\times 100$$

一般认为：T>80 为Ⅰ型干酪根；

T=40~80 为II_1型干酪根；

T=40~0 为II_2型干酪根；

T<0 为Ⅲ型干酪根。

莺歌海、琼东南盆地各井所作的镜检结果，在 5 口井的 78 个样品中，有 75 个样为Ⅲ型

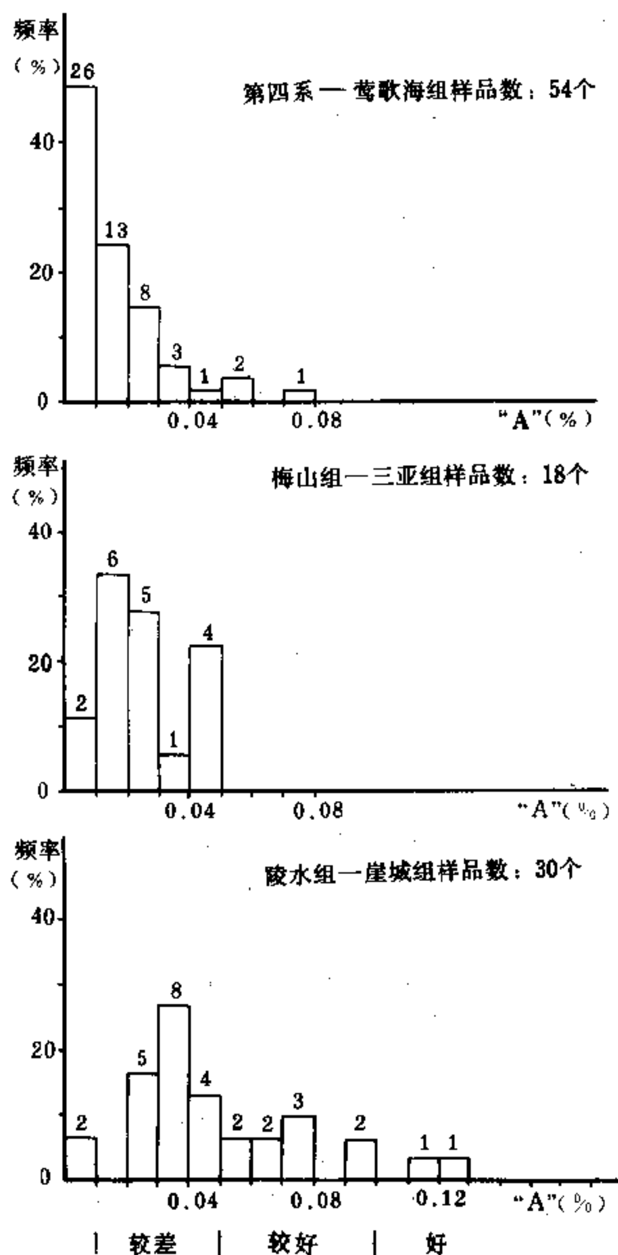


图 4-5-2　莺歌海、琼东南盆地
氯仿沥青"A"含量频率分布图

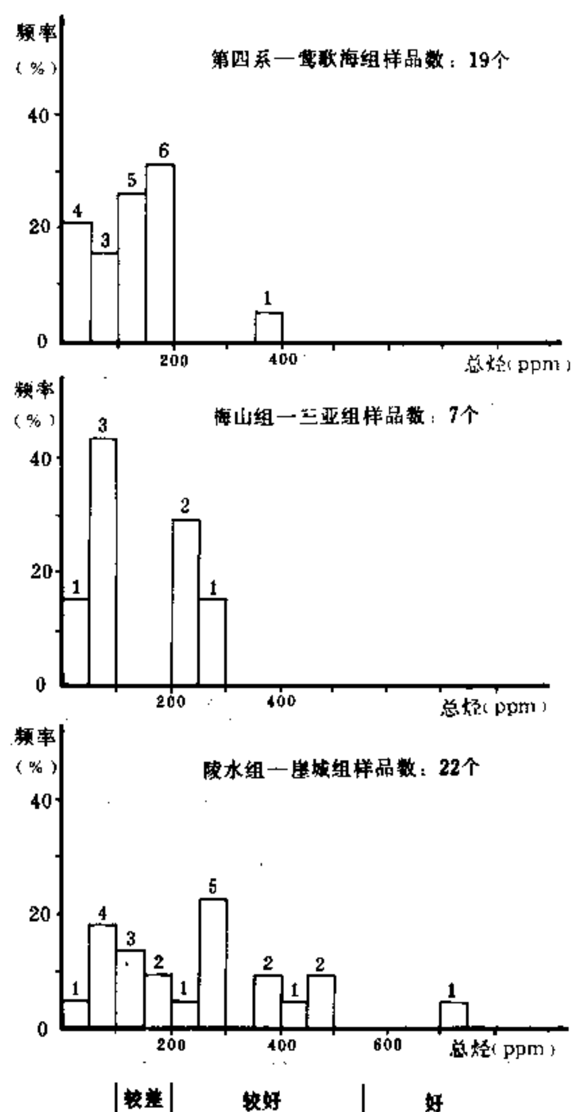


图 4-5-3　莺歌海、琼东南盆地
总烃含量频率分布图

干酪根，只有 3 个样为Ⅱ$_2$型干酪根。现把崖 8-2-1 井的数据作为代表，列表见表 4-5-4。

3.干酪根元素分析

根据干酪根元素分析数据，我们汇总了 3 口井的数据，见表 4-5-5。

上第三系 23 个样品中，H／C 比值一般在 0.70～1.48 之间，多数样品 O／C 比值大于 0.2。

本表所使用的比值划分标准见表 4-5-6。

根据划分标准，在上第三系 23 个样品中有 18 个为Ⅲ型，占样品总数 79%；下第三系的 H/C 为 0.846～1.94、O/H 为 0.12～0.49，分析的 18 个样品中有 11 个为Ⅲ型，占样品总数的 61%；其余为Ⅱ型。

从上面三种资料看来，莺歌海、琼东南盆地不论上第三系或下第三系的生油岩，其有机质类型主要为Ⅲ型，少量为Ⅱ型。

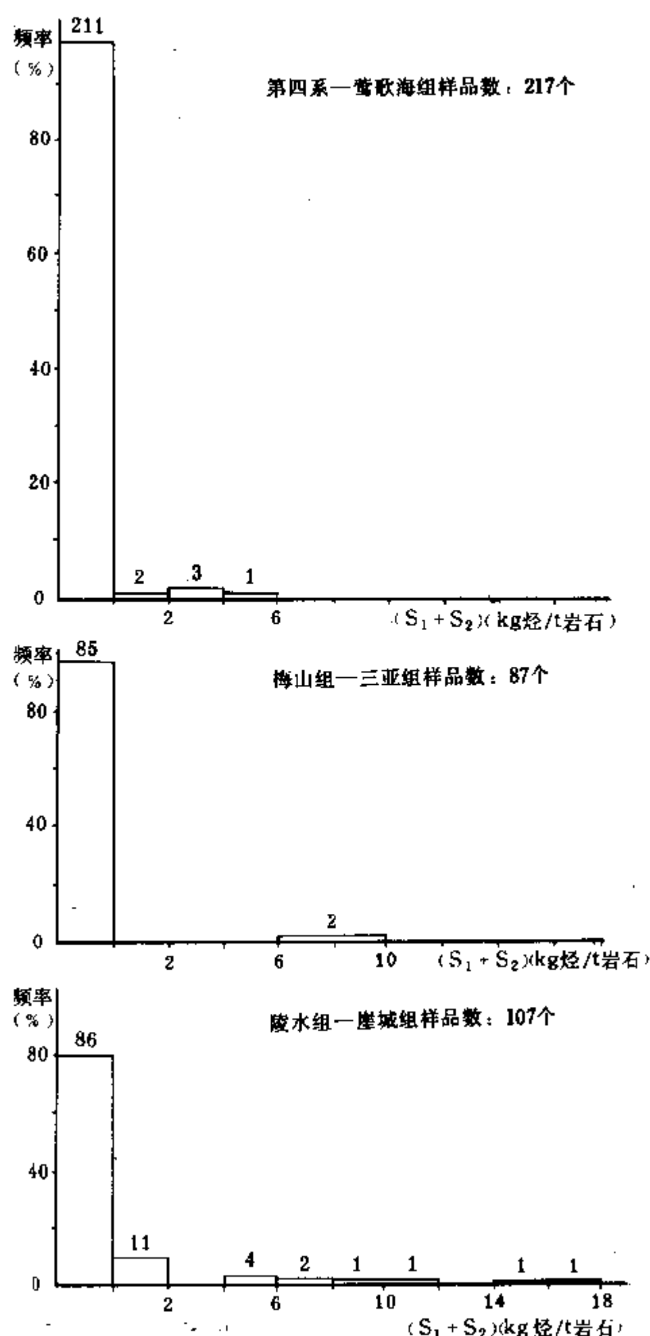


图 4-5-4　莺歌海、琼东南盆地生油潜量 (S_1+S_2) 含量频率分布图

三、有机质成熟度及生油门限深度

用镜质体反射率 (R_o) 划分莺歌海、琼东南盆地有机质成熟度，采用下列标准：

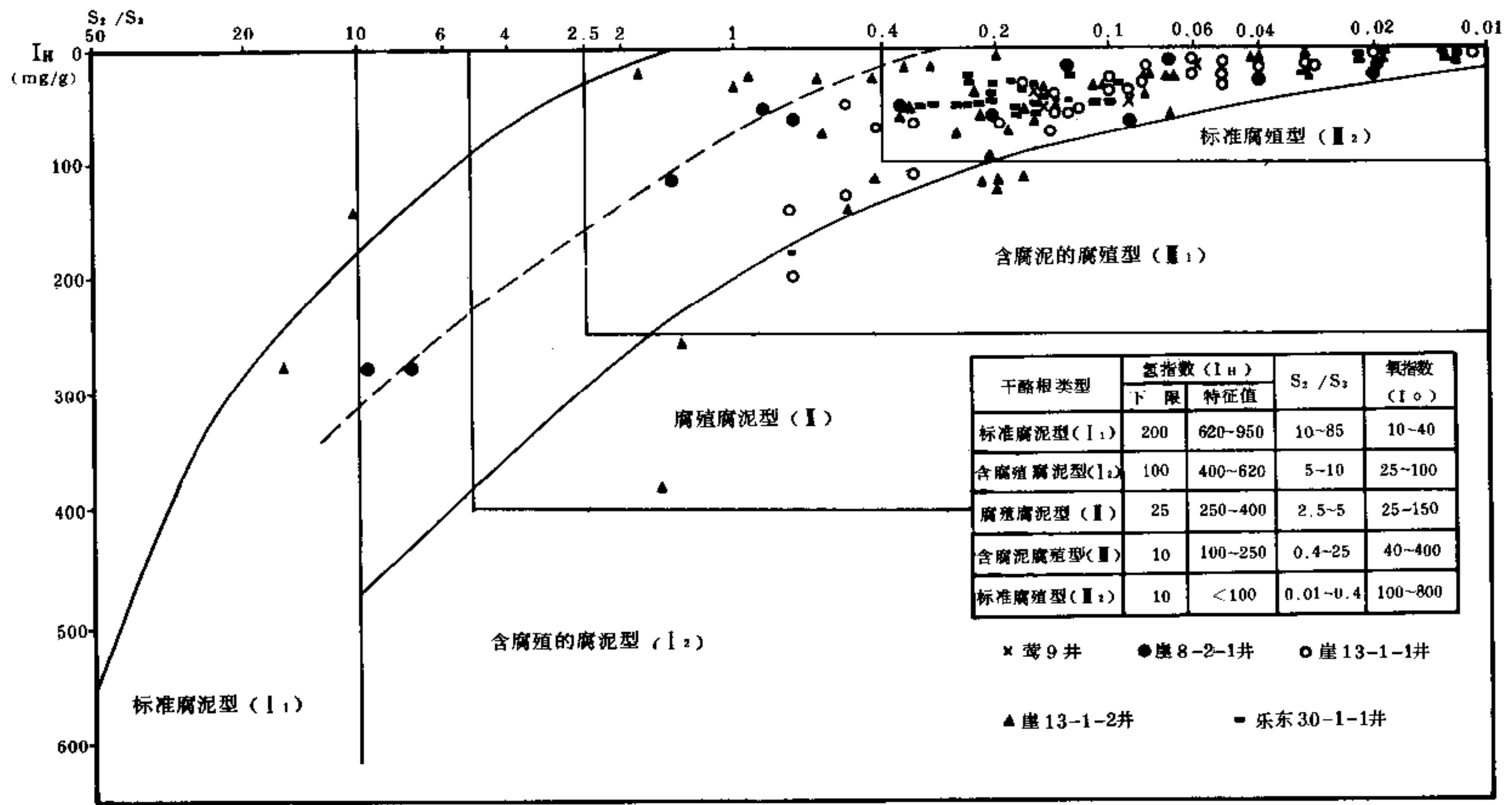
R_o<0.55%，为油气未成熟带；R_o=0.55～1.3%，为石油主要生成带；R_o>2%，为湿气带。把 R_o=0.55%作为有机质成熟度的门限值。

5 口井中，只有 3 口井（崖 8-2-1、崖 13-1-1 和崖 13-1-2 井）所分析的样品，其 R_o 大于 0.55%，而乐东 30-1-1 和莺 9 井所分析样品均小于 0.55%。

从 R_o 与深度关系图上看（图 4-5-7 和表 4-5-7），只有崖 8-2-1 井的 R_o 随深度有规律的变化，2475 米 R_o 为 0.49%，2893.78 米为 0.54%，3343.6 米为 0.61%；而崖 13-1-1 井在 3340.61 米 R_o 尚为 0.27%，及至 3352.8 米突然增至 0.54%，到 3697.2 米则达 0.92%。

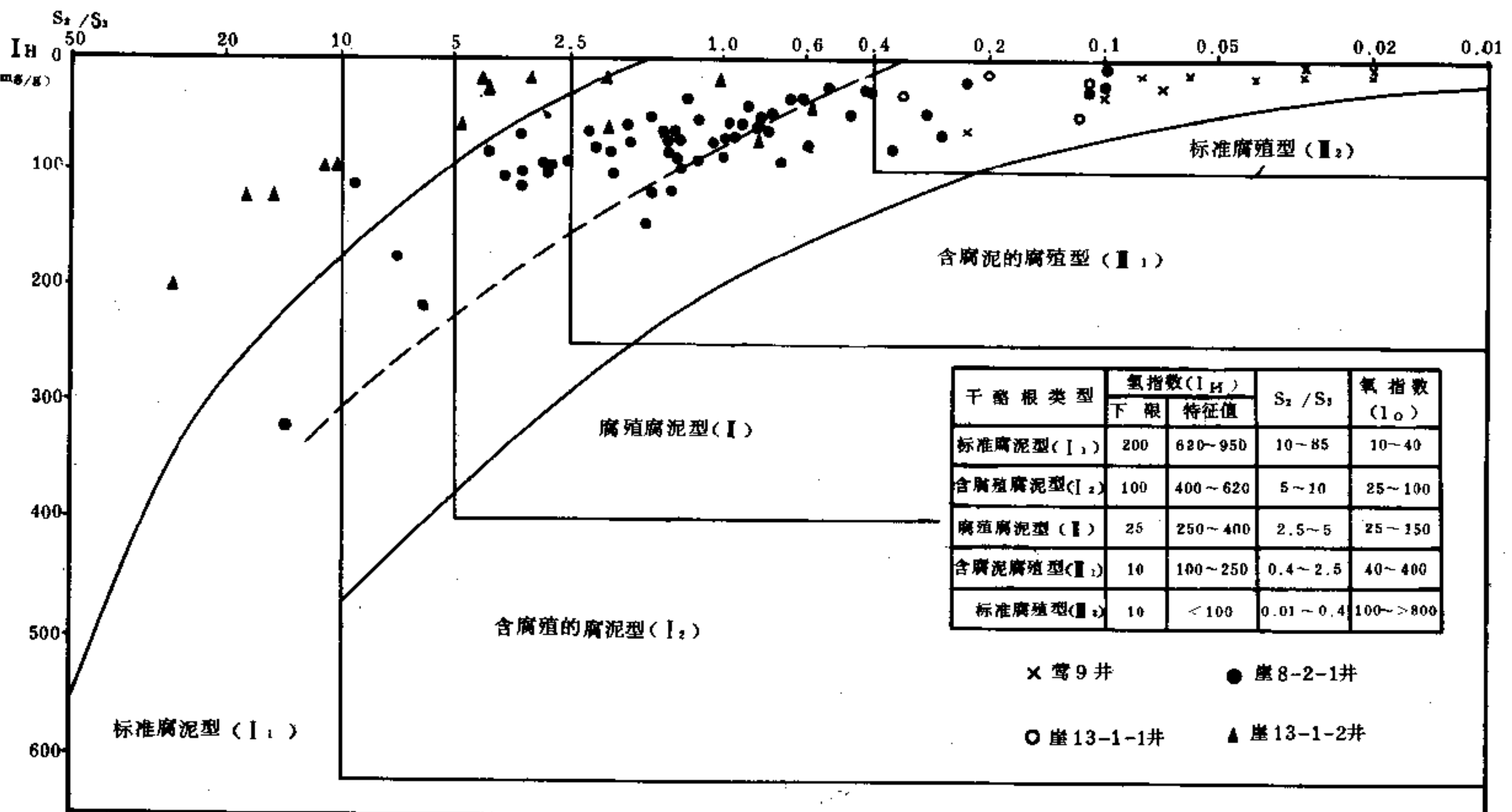
乐东 30-1-1 井的 R_o 值较小，在 3002 米处的上新统莺歌海—黄流组只有 0.39%，这是由于地层较新所致。

我们利用氯仿沥青“A”、总烃含量、“A”/C、总烃/A 及总烃/C 等项比值、干酪根最高热解温度以及 R_o 和粘土矿物演化等资料，编制了有机演化曲线图（图 4-5-8），从图上可以看出曲线在 3000 米左右有变化，因而确定 3020 米作为莺歌海、琼东南盆地的生油门限深度。



干酪根类型	氢指数（I_H）		S_2/S_3	氧指数（I_O）
	下限	特征值		
标准腐泥型（I_1）	200	620~950	10~85	10~40
含腐殖腐泥型（I_2）	100	400~620	5~10	25~100
腐殖腐泥型（Ⅱ）	25	250~400	2.5~5	25~150
含腐泥腐殖型（Ⅲ）	10	100~250	0.4~25	40~400
标准腐殖型（III_2）	10	<100	0.01~0.4	100~800

图4-5-5　莺歌海、琼东南盆地上第三系生油岩干酪根热解分类图



干酪根类型	氢指数(I_H)		S_2/S_3	氧指数(I_O)
	下限	特征值		
标准腐泥型(Ⅰ₁)	200	620~950	10~85	10~40
含腐殖腐泥型(Ⅰ₂)	100	400~620	5~10	25~100
腐殖腐泥型(Ⅰ)	25	250~400	2.5~5	25~150
含腐泥腐殖型(Ⅱ₁)	10	100~250	0.4~2.5	40~400
标准腐殖型(Ⅱ₂)	10	<100	0.01~0.4	100~>800

图 4-5-6　莺歌海、琼东南盆地下第三系生油岩干酪根热解分类图

表 4-5-4　崖 8-2-1 井干酪根镜下鉴定结果

井　段 (m)	干　酪　根　组　分				T	干酪根类型
	类脂体 (a)	壳质体 (b)	镜质体 (c)	惰质体 (d)		
594.0～612.0	0.4	26.3	72.5	0.8	-41.63	Ⅲ
1828.8～1902.0	4.1	20.3	75.20	0.40	-42.55	Ⅲ
2359.0～2417.0	7.42	45.56	46.87	0.15	-5.10	Ⅲ
2410.97～2432.3	1.30	27.90	70.3	0.50	-36.98	Ⅲ
2523.7～2532.9	52.70	9.20	37.70	0.40	28.63	$Ⅱ_2$
2624.3～2660.9	24.70	18.20	56.90	0.20	-9.08	Ⅲ
2743.2～2770.6	15.30	19.50	64.70	0.50	-23.98	Ⅲ
2843.8～2862.1	22.90	10.40	66.20	0.50	-22.05	Ⅲ
2971.8～2990.1	2.74	30.80	66.20	0.26	-31.77	Ⅲ
3198.0～3227.8	4.71	37.14	57.00	1.50	-20.97	Ⅲ
3307.0～3320.8	1.73	17.20	80.30	0.77	-50.67	Ⅲ
3377.5	11.80	13.60	74.10	0.50	-37.48	Ⅲ
3392.4～3419.9	1.30	15.64	79.90	3.16	-53.97	Ⅲ
3502.2～3520.4	0.60	19.00	80.40	0	-50.20	Ⅲ
3538.7～3557.0	0.20	10.40	89.40	0	-61.65	Ⅲ
3566.2～3602.7	17.75	10.30	70.10	1.85	-27.83	Ⅲ
3611.9～3630.2	4.70	35.90	59.40	0	-21.90	Ⅲ
3703.3～3712.5	1.70	30.70	67.60	0	-33.65	Ⅲ
3804.0	2.70	14.30	81.30	1.70	-52.83	Ⅲ
3831.3	3.58	55.37	40.60	0.45	0.37	$Ⅱ_2$
3867.9	13.10	18.10	68.00	0.80	-29.65	Ⅲ

表 4-5-5　莺歌海、琼东南盆地干酪根元素分析数据表

井号	层位	井段 (m)	C (%)	H (%)	O (%)	H/C	O/C	类型
莺9井	莺歌海组	930 ~ 986	18.02	4.46	32.99	2.97	1.37	Ⅲ
	三亚组	1930 ~ 2110	54.62	4.70	18.61	1.03	0.26	Ⅲ
	陵水组	2150 ~ 2206	65.62	5.46	15.80	1.00	0.18	Ⅱ
		2212 ~ 2250	53.5	4.45	17.21	0.998	0.242	Ⅲ
		2305 ~ 2380	58.36	4.11	13.60	0.846	0.175	Ⅲ
		2400 ~ 2416	58.2	4.92	13.59	1.01	0.175	Ⅱ
		2472 ~ 2488	52.7	5.74	18.51	1.31	0.26	Ⅲ
		2480 ~ 2510	54.07	3.76	12.79	0.834	0.177	Ⅲ
崖8-2-1井	莺歌海—黄流组	594.36 ~ 612.65	51.14	4.43	22.57	1.04	0.33	Ⅲ
		923.54 ~ 969.26	19.75	5.19	36.37	3.15	1.38	Ⅲ
		1325.88 ~ 1380.74	35.12	4.34	34.97	1.48	0.75	Ⅲ
		1472.18 ~ 1508.76	55.71	3.94	25.97	0.85	0.35	Ⅱ
		1609.74 ~ 1655.06	45.05	4.35		1.16		Ⅱ
	梅山组	1828.8 ~ 1902.0	65.60	5.55	13.91	1.01	0.16	Ⅱ
	三亚组	2094 ~ 2112.26	62.64	5.68	19.43	1.09	0.23	Ⅲ
		2289 ~ 2313.4	63.43	5.05	23.35	0.95	0.28	Ⅲ
		2359 ~ 2417	54.49	4.87		1.07		
		2410.97 ~ 2432.3	67.96	4.78	22.77	0.84	0.25	Ⅲ
	陵水组	2523.74 ~ 2533	42.68	6.20	26.12	1.74	0.47	Ⅱ
		2624.3 ~ 2660.9	66.28	5.11	26.43	0.93	0.30	Ⅲ
		2743.2 ~ 2770.63	47.00	4.78	23.30	1.22	0.37	Ⅲ
		2843.78 ~ 2862.07	32.15	5.20	21.06	1.94	0.49	Ⅱ
		2971.8 ~ 2990.0	59.33	4.98	22.57	1.01	0.29	Ⅲ
		3198 ~ 3227.8	53.64	5.27	16.77	1.18	0.23	Ⅲ
	崖城组	3307 ~ 3320.8	67.22	5.38	19.19	0.96	0.21	Ⅲ
		3377.5	50.49	5.68		1.35		

井号	层位	井段 (m)	C (%)	H (%)	O (%)	H/C	O/C	类型
崖8-2-1井	崖城组	3502.2 ~ 3520.44	52.28	4.93		1.13		Ⅱ
		3538.73 ~ 3557	46.57	4.88		1.26		
		3566.2 ~ 3602.74	53.64	5.18		1.16		
		3611.88 ~ 3630.17	44.55	5.56		1.50		
		3703.32 ~ 3712.46	58.64	5.42	12.00	1.11	0.15	Ⅱ
		3804	41.21	4.78		1.39		
		3831.3	40.90	4.98		1.46		
		3867.9	65.81	4.98	13.07	0.91	0.15	Ⅲ
崖13-1-1井	莺歌海—黄流组	938.78 ~ 1012.0	69.30	5.33		0.92	0.11	Ⅲ
		1085.09	69.30	5.33	10.49	0.92	0.11	Ⅲ
		1158.2 ~ 1255.78	66.30	5.37	14.91	0.97	0.17	Ⅲ
		1304.5 ~ 1500.00	65.64	4.90		0.90		
		1572.7 ~ 1645.9	65.57	5.01		0.92		
		1792.2 ~ 1840.0	65.57	5.01		0.92		
		1889.75 ~ 1987.3	64.56	5.08	9.99	0.94	0.12	Ⅲ
		2011.7 ~ 2176.2	68.92	4.60	9.78	0.88	0.11	Ⅲ
		2231.14 ~ 2499.36	69.23	4.43	8.11	0.77	0.09	Ⅲ
		2542.0	63.59	5.41	18.91	1.02	0.22	Ⅱ
		2743.2 ~ 2840.8	61.36	5.56	16.42	1.09	0.20	Ⅱ
		2865.1 ~ 2987.0	64.01	4.87	17.68	0.91	0.21	Ⅲ
		3041.9 ~ 3182.0	67.99	5.18	14.40	0.91	0.16	Ⅲ
	梅山组	3304 ~ 3401.57	76.43	4.46	7.63	0.70	0.08	Ⅲ
	三亚组	3450.3 ~ 3572.3	75.19	4.72	11.52	0.75	0.11	Ⅲ
	陵水组	3596.64 ~ 3694.2	70.26	5.70	11.49	0.97	0.12	Ⅲ
	崖城组	3718.56 ~ 3736.10	63.82	5.56	17.28	1.04	0.20	Ⅱ

表 4-5-6　利用干酪根元素 H / C、O / C 原子比划分有机质类型标准表

比值 \ 类型	腐泥型（Ⅰ）	混合型（Ⅱ）	腐殖型（Ⅲ）
H / C	>1.5	1.5～1.0	<1.0
O / C	<0.1	0.1～0.2	>0.2

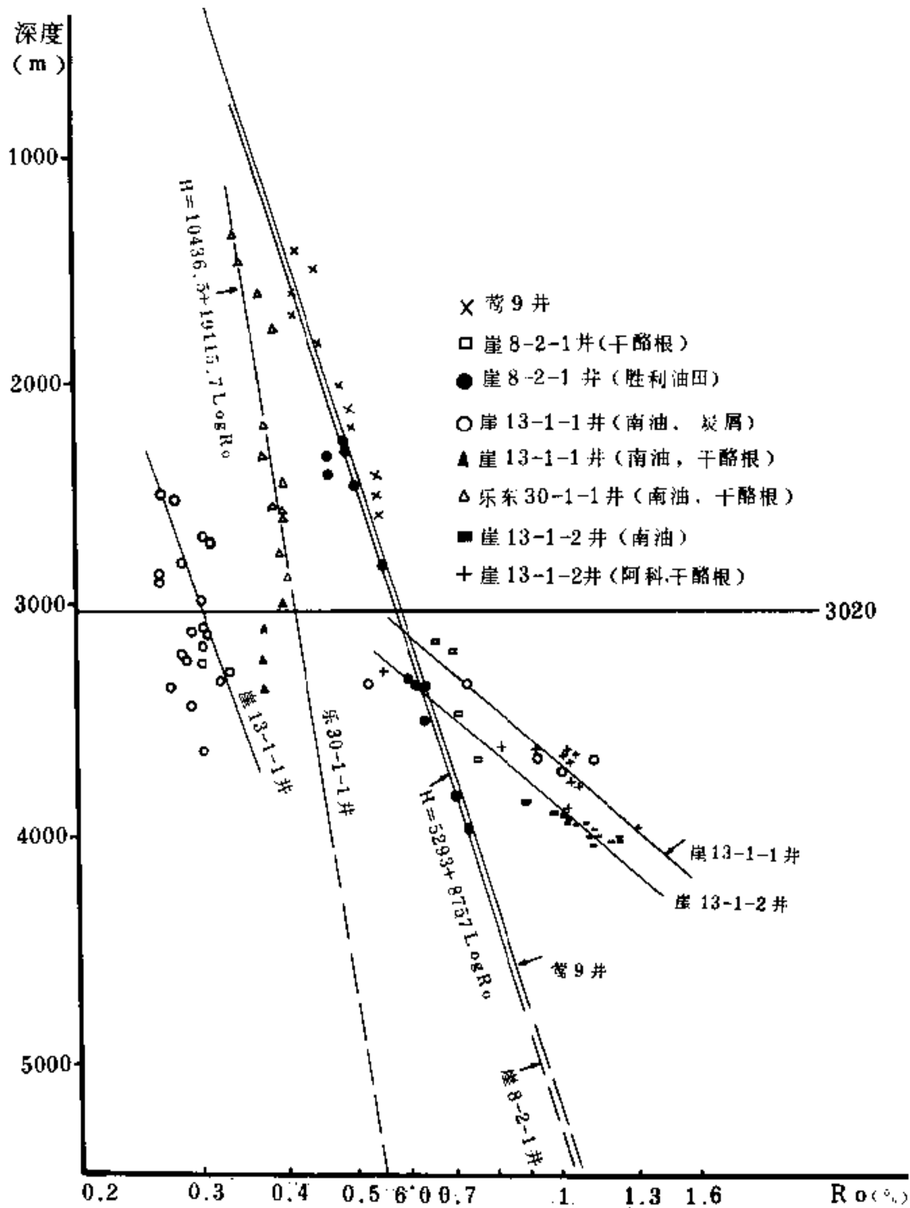


图 4-5-7　莺歌海、琼东南盆地镜质体反射率 R_o 与深度关系图

必须指出的是，生油门限深度受地层时代的新老程度和地温梯度大小的影响。在上第三系厚度较大的地方（如乐东 30-1-1 井附近），据罗伯逊研究公司的资料，越往深处古地温

表 4－5－7　莺歌海、琼东南盆地镜质体反射率数据表

井号	井深（m）	R_o（%）	井号	井深（m）	R_o（%）	井号	井深（m）	R_o（%）	井号	井深（m）	R_o（%）	井号	井深（m）	R_o（%）
崖8-2-1井	2292.0	0.47	崖13-1-1井	2807.2 ~ 2813.3	0.28	崖13-1-1井	3206.5 ~ 3255.26	0.37	崖13-1-2井	4078 ~ 4081	1.19	（阿科）	3898.4 ~ 3901.4	1.06
	2313.5	0.47		2840.3	0.26		3352.8 ~ 3387.0	0.37		4130 ~ 4139	1.24		3910.6 ~ 3913.6	0.99
	2350 ~ 2353	0.45		2883.4 ~ 2886.5	0.26		3660.65	0.30	崖13-1-2井	3292.7	0.54		3995.9 ~ 3999	1.29
	2414.01	0.45		2965.7 ~ 2968.5	0.30		3694.18 ~ 3718.55	1.13		3632.7	0.81		4020.3 ~ 4023.4	1.17
	2470 ~ 2475	0.49		3108.96	0.29		岩芯			3636.6	0.86	乐东30-1-1井	1366	0.33
	2893.78	0.54		3127.20	0.31		3350.73 ~ 3355.54	0.73		3645.0	0.93		1512	0.34
	3340.6 ~ 3343.6	0.61		3176 ~ 3179	0.30	崖13-1-2井	3883 ~ 3886	0.89		3647	1.05		1658	0.36
	3348.2 ~ 3351.3	0.62		3221.7 ~ 3227.8	0.28		3920 ~ 3923	0.97		3648.7	1.05		1804	0.38
	3510 ~ 3512	0.63		3230.88	0.28		3928 ~ 3932	1.00		3668.6	1.04		1951	
	3780.0	0.61		3285.7 ~ 3288.8	0.33		3944 ~ 3947	1.06		3678.2	1.09		2079	
	3867.9	0.68		3316.20	0.30		3968.5 ~ 3972.6	1.06		3679.3	1.07		2216	0.37
	3996 ~ 3998	0.73		3329.94	0.32		3975 ~ 3978.7	1.10		3680.9	1.07		2338	0.37
	干酪根镜质体			3340.61	0.27		3978 ~ 3981	1.16		3683.8	1.07		2463	0.39
	3151.63	0.65		3352.8	0.54		3990 ~ 3993	1.16		3791.2	1.09		2569	0.38
	3198 ~ 3200	0.68		3429 ~ 3432	0.29		4005 ~ 4008	1.19		3798.5	1.09		2582	0.39
	3480.82	0.70		3660.65	0.30		4008 ~ 4011	1.17		3800.8	1.14		2615	0.39
	3672.84	0.75		3697.2	0.92		4017 ~ 4020	1.14		3803.0	1.16		2755	0.39
崖13-1-1井	2508.5 ~ 2514.6	0.26		3712.5	1.04		4020 ~ 4023	1.14		3805.5	1.25		2886	0.40
	2548.13	0.27		3732.28	1.00		4033 ~ 4036	1.25		3807.4	1.11		3002	0.39
	2685.3 ~ 2697.5	0.30		干酪根镜质体			4066 ~ 4069	1.25		3808.0	1.21			
	2706.6 ~ 2721.9	0.31		3090.54 ~ 3108.98	0.32		4069 ~ 4072	1.23		煤镜质体				

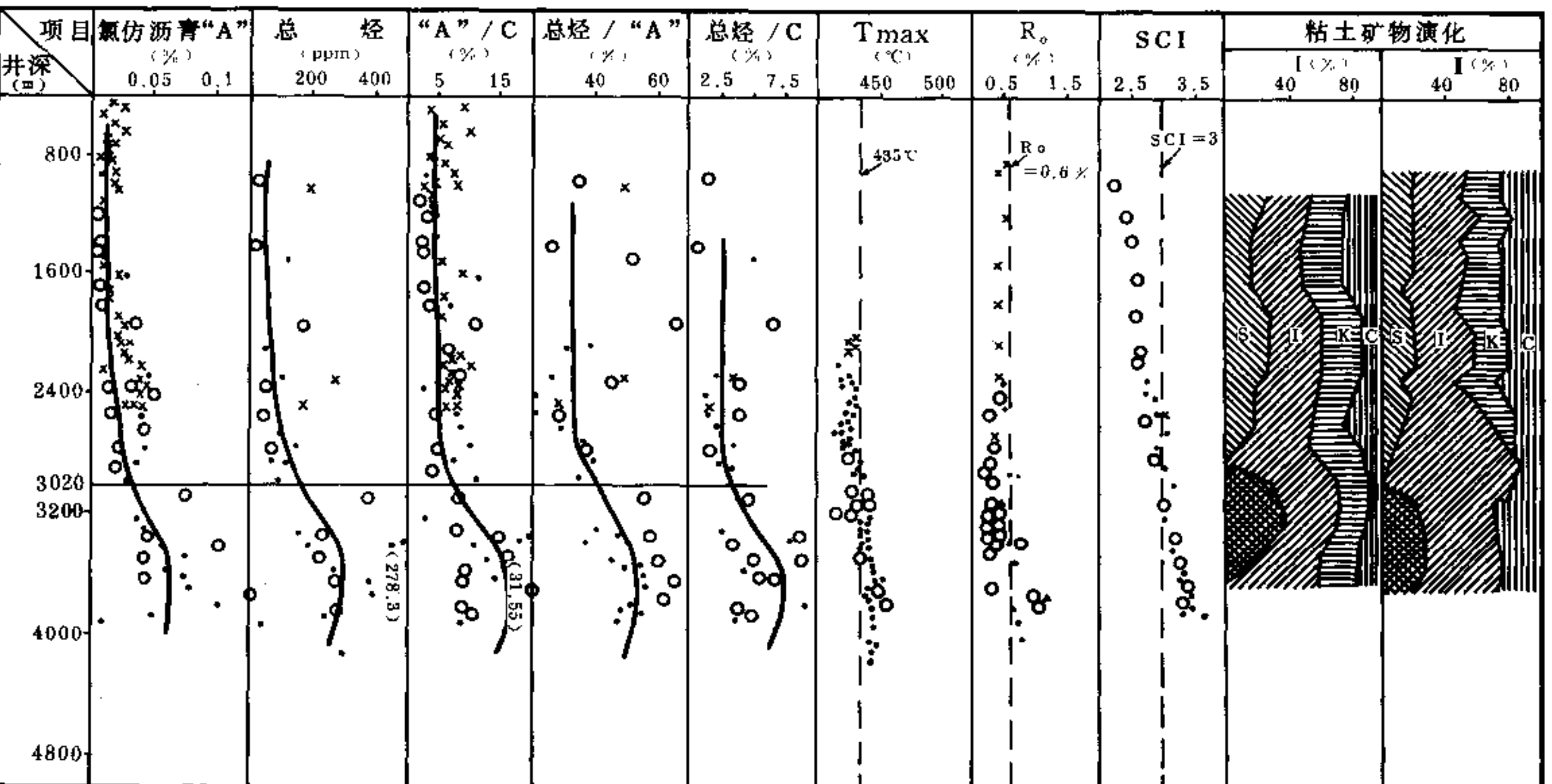


图 4-5-8　琼东南盆地有机质演化曲线图

·—崖 8-2-1 井；△O—崖 13-1-1 井（△干酪根 R_o，O 炭屑测定的 R_o）；x—莺 9 井；

S—蒙脱石；I—伊利石；I/S—伊-蒙混层；K—高岭石；C—绿泥石

递增越高，3000 米以上平均每 1000 米（ΔR_o）递增 0.1%。在 3000～4000 米井段，平均每 1000 米（ΔR_o）递增 0.28%；到了 4000～5000 米井段，递增率达 0.55%。这些可能反映了在三大板块会合处，南海海盆上地幔隆起的地热效应，受其影响，乐东 30-1-1A 井的莺歌海—黄流组生油岩在 2890 米已进入中等成熟带。如果此资料具有代表性，则莺歌海就是一个罕见的高速沉降热盆地，进而可以预言莺歌海盆地有希望生成巨量的石油与天然气。而基底隆起高处的下第三系地层（如莺 9 井附近）其生油门限深度也可能在 2800 米左右，而崖 8-2-1 井及崖 13-1-1 井一带生油门限在 3000 米左右。

第三节　油气初步运移的时间和深度

从崖 8-2-1 井的成熟度分析，生油门限深度为 3020 米，也就是说目前最浅的生油界限是 3020 米，浅于 3020 米则尚未达到生油条件。井深 3020 米是在陵水组下部（渐新统），这个深度是伊利石向伊—蒙混合层变化的深度，此时也就是油气开始初步运移的时期。

崖 8-2-1 井下第三系厚 1726 米，达到成熟界线的有 1197.5 米（4217.5−3202＝1197.5 米），即 3020 米以下的 1197.5 米地层已达到成熟生油程度。

崖 8-2-1 井在凹陷边部，下第三系地层不全，而凹陷中部下第三系厚达 7500 米。下第三系埋深在 2490～9990 米之间，3020 米以下为 6970 米厚的成熟生油岩。如果底部有 1000 米山麓堆积的红色粗碎屑岩不具备生油条件的话，那么从 8990 米开始向上为生油岩，如按目前生油门限深度为 3020 米，那么 8990−3020＝5970（米），也就是说，在陵水组或崖城组晚期便开始有油气初步运移。产生油气运移的时间相当长，即从渐新世至第四纪都可以存在这一运移过程。因此基底隆起所形成的披覆型背斜构造对集油最为有利。

第四节　油气性质及油源对比

琼东南盆地原油具有质轻、低硫、高蜡、高饱和烃及高 Pr／Ph 比值等一般陆相原油的特征，具体数据见表 4−5−8。

琼东南盆地油气的碳同位素数据见表 4−5−9。

从表 4−5−9 中可以看出，莺 9 井和崖 13−1−1 井的油样，和崖 13−1−1 井本身的油样与气样的碳同位素值是基本相同的，说明它们之间的油源是同一的。

天然气组分主要以干气为主，甲烷含量在 84.82～88.45%之间，湿度较小，在 1.0～3.8 之间，详见表 4−5−10。

气体组分分析表明，湿度小于 5%，甲烷占 84%以上，属于干气，其形成属Ⅲ型干酪根或煤系地层（崖 13−1−1 井下第三系有 2 米煤层，崖 13−1−2 井有 18 米煤层）。

第五节　生 油 量 计 算

莺歌海盆地因资料很少，还无钻遇下第三系的钻井资料，而上第三系从目前资料看，又达不到生油条件，因此，暂时无法进一步计算其生油量。

琼东南盆地，根据目前资料上第三系还不够生油条件，暂不计算其生油量。只对下第三系用沥青“A”法进行生油量计算，结果为下第三系生油量为 269.4 亿吨，油气资源量为十几

亿吨。生油量计算结果列于表4-5-11。

表4-5-8 琼东南盆地原油性质表

井号		崖13-1-1井		崖13-1-2井		莺9井
井深(m)		3658.8～3702.1	3573.8～3586.3	3888.6～3907.5	3708.8～3725.6	2511.0～2525.0
相对密度		0.8530	0.8585	0.8498	0.8537	0.8548
运动粘度(50℃,mm²/s)		2.64	2.01	3.54	1.61	15.52
闪点(℃)			27	69	21	
凝固点(℃)		26	24	34	20	36
含硫量(%)		0.05	0.06	0.052	0.063	0.02
含蜡量(%)		12.88	10.68	21.07	6.98	32.52
胶质(%)		0.25	0.37	0.87	0.28	
沥青质(%)		0.49	0.28	0.10	0.12	
族组成	饱和烃(%)	63	59			75
	芳香烃(%)	33	32			10
	胶质(%)	3	8			5
	沥青质(%)	1	1			5
	C_{15-}(%)	5	4.4			7
	C_{15+}(%)	95	95.6			93
原油	初馏点(℃)	76	97		89	126
	300℃总馏出(%)	59.5		48.8	73.8	29.2

表4-5-9 琼东南盆地油气样品碳同位素数据表

井号	井段(m)	样品	$\delta^{13}C$‰(PDB)	沉积相
莺9井	2511～2525	油样	-29.00	陆相
崖13-1-1井	3658.8～3702.1	油样	-28.30	陆相
	3658.8～3702.1	气样(CH_4)	-35.50	陆相
	3573.8～3586.3	气样(CH_4)	-37.70	陆相

第六节 储、盖组合

莺歌海、琼东南盆地的整个第三系都是一套砂、泥岩地层，储集层与盖均发育较好，有利于储集油。尤其是下第三系的砂、泥岩互层，离生油岩近或在生油岩范围内，其生、储、

表 4-5-10　崖 13-1-1 和崖 13-1-2 井天然气组分数据表

井　号	崖 13-1-1 井		崖 13-1-2 井		
井　深 (m)	3658.8～3702.1	3573.8～3586.3	3888.6～3907.5	3771.6～3849.6	3708.8～3725.6
相对密度	0.629	0.683	0.679	0.660	0.653
湿度$\frac{C_2-C_4}{C_1-C_4}$ (%)	3.5	3.8	2.0	1.0	3.1
CH_4 (%)	84.82	85.03	86.53	88.52	88.95
C_2H_6 (%)	1.33	1.273	1.32	0.35	2.01
C_3H_8 (%)	1.122	1.333	0.31	0.39	0.55
iC_4 (%)	0.314	0.396	0.06	0.08	0.13
nC_4 (%)	0.329	0.395	0.07	0.09	0.13
$\sum C_{5+}$ (%)	0.872	1.042	0.15	0.18	0.25
N_2 (%)	1.043	0.717	0.10	0.30	0
CO_2 (%)	10.786	9.598	11.50	10.10	8.0

表 4-5-11　琼东南盆地下第三系生油量统计表

项目 组	生油岩面积 (km^2)	生油岩体积 (km^3)	生油岩总重量 (10^8t)	氯仿沥青"A" (%)	残余生油量 (10^8t)	总生油量 (10^8t)
陵水组	12093.8	6144.8	141331.3	0.05	70.7	101
崖城组	6759.1	5127.6	117934.8	0.10	117.9	168.4
合　计		11272.4	259266.1		188.6	269.4

盖组合最好。如崖 13-1 大气田，砂岩很发育，其上面的盖层也较厚，造成了良好的储、盖条件。

下面将莺歌海、琼东南盆地的各组砂岩的发育情况自上而下简述如下。

莺歌海—黄流组：根据 12 口井的资料统计，平均每口井砂质岩厚 166.5 米。砂质岩厚度占该组地层厚度的 17.18%。

梅山组：根据 11 口井的资料统计，单井砂质岩类厚度在 32～425 米之间，平均每口井 167.8 米，砂质岩类厚度占该组地层厚度的 12.0～94.2%，平均为 55%。砂质岩类无论从总厚度及百分数上看都较发育。

三亚组：根据 7 口井的资料统计，单井砂质岩类厚度在 68.5～213.75 米之间，平均每口井为 144.2 米。砂质岩类厚度占该组地层厚度百分数在 20.3～86.5%之间，平均为 49.1%。

陵水组：根据 7 口井的资料统计，单井砂质岩类厚度在 96.5～395.7 米之间，平均每口井为 269.5 米，砂质岩类厚度占该组地层厚度的百分数在 46.9～81.8%之间，平均占 59.0%。

崖城组：根据5口井的资料统计，单井砂质岩类厚度在36.5～373.5米之间，平均每口井厚度为190.8米，砂质岩类占该组地层厚度百分数在41.0～79.3%之间，平均为51.5%。

从砂质岩类的发育情况来看；各组均有储集层存在，其中有三个组的砂质岩类厚度占该组地层厚度的50%以上，说明储集层发育是良好的。尤其是崖13−1气田的产气层陵水组储集层发育良好，崖13−1−1井储集层厚96.5米，占该组地层的81.8%；崖13−1−2井储集层厚188.5米，占该组地层的76.3%。由于储集层厚度大，形成了崖13−1气田储量很大。另外见到油流的莺9井，其陵水组储集层厚度达304米，占该组地层厚度的55.2%，说明储集层也很发育。

陵水组砂质岩发育，加上崖城组有良好的生油条件，砂质岩离生油岩很近，这是形成油气藏的良好组合。

莺歌海、琼东南盆地各组储集层的平均孔隙度、渗透率数据见表4−5−12。

表4−5−12　莺歌海、琼东南盆地各组的孔隙度、渗透率数据表

地层时代	组	平均孔隙度(%)	平均渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	样品数(个)
$N_2 \sim N_1^3$	莺歌海—黄流组	18.89	13	7
N_1^2	梅　山　组	7.54	0.3137	50
N_1^1	三　亚　组			0
E_3^3	陵　水　组	14.67	198.03	190
E_3^{2-3}	崖　城　组	9.80	2.72	66

从表4−5−12中可以看出，平均孔隙度均低于20%，渗透率平均最高才达198.03×10^{-3}二次方微米，作为主要储集层的陵水组其孔隙平均仅为14.6%。

孔隙度、渗透率的大小与许多因素有关，如埋深、泥质含量等。从埋深情况看，同为陵水组地层，但埋深不同，则孔隙度、渗透率不一（见表4−5−13）。

表4−5−13　琼东南盆地4口井陵水组孔隙度、渗透率数据表

井　号	井　段　(m)	样品数(块)	平均孔隙度(%)	平均渗透率($10^{-3}\mu m^2$)
崖14−1−1井	2893.1～2911.4	51	22.22	657.12
崖8−1−1井	3295.23～3313.52	60	12.5	1.22
崖13−1−1井	3666.6～3684.9	20	6.94	0.16
崖13−1−2井	3790.77～3807.23	59	12.98	68.41

从表4−5−13中的数据来看，莺歌海、琼东南盆地的第三系储集层是发育的，其孔隙度和渗透率有随埋深增大而变小的趋势，所以寻找油藏时，其目的层埋深最好小于3000米，找气藏时，其目的层埋深最好小于5000米。

第六章　油气藏形成条件及油气藏类型

一、油气藏形成条件

莺歌海、琼东南盆地从油气藏形成的基本条件，即生、储、盖、圈、保、运、聚，按不同地区分别评价如下：

1）莺歌海、琼东南盆地生油问题仍是一个最主要的问题。从目前的资料来看，生油门限虽然在3020米，但从盆地边部局限的资料表明，上第三系有机质丰度较低，主要还是靠下第三系生油。下第三系的分布受断裂形成的凹陷所控制。这些凹陷往往是分割性的。所以，油气藏的形成首先是生油凹陷内部，其次是紧邻生油凹陷的凸起边部地区。

2）油气运移、聚集的通道问题是油气藏能否形成的重要条件之一。通道好坏受地层及断层两方面影响。地层方面，如果砂岩发育，分布面积广（如三角洲河道砂岩）则通道好，如果砂岩薄而成透镜体（如三角洲前缘的席状砂或小型浊积体），则其通道差。断层方面，在断层活动初期（早第三纪是主要活动期）其断层面可作为油气运移的通道，但在断层停止活动期（晚第三纪早期或晚期），此时断层则可能成为阻止油气运移的"隔墙"。在运移道路上如遇到反向断层（断层倾向与地层倾向相反）则对油气运移更为不利。通道问题很重要，但生产实践中，要作出正确的判断就不太容易，断层的活动期与油气运移时期是否一致，这要做相当多的分析研究工作，才能得出结论。至于要弄清楚沉积相及砂体的分布情况则更难，因为用地震资料对几十米或十几米厚的砂层的横向分布解释是很困难的。

3）油气运移的主要方向问题，这也是形成油气藏的因素之一。位于油气主要运移方向的构造，易于油气的富集。

4）圈闭问题，即圈闭面积及闭合幅度的大小也是油气藏形成的条件之一。圈闭小于10平方公里，幅度小于50米是很难形成有商业价值的油气藏的。

5）圈闭的埋深问题，油气的存在与地层温度有一定关系。一般说来，地层温度大于175℃，石油（即液态烃）难于存在，对莺歌海、琼东南盆地来说，深度大于3750米（高温地区），就可能无石油存在。如果真的有石油存在，也因埋深太大、孔隙率及渗透率均很小，难以运移出来，而无商业价值。至于天然气问题，其生存界限可以深一些，可达到5400～6100米，大于6100米因温度大于240℃，则难于存在。莺歌海、琼东南盆地中部地区沉积很厚，超过万米，所以圈闭深浅问题，应是评价油气藏是否形成的条件之一。

上述五点是莺歌海、琼东南盆地油气藏形成的主要条件，至于储集层、盖层则是不存在问题的，因为整个地层剖面主要是砂、泥岩地层。

二、油气藏类型

从目前勘探的情况来看，见油气的构造有：①崖13-1构造，属背斜型或背斜地层复合型油气藏。②松32-2构造，属背斜型油藏。③崖19-1构造，电测解释有11.5米气层，属断鼻型气藏。④崖14-1构造，在钻井过程中用地层测试器获得高密度（0.9863）原油17升，电测解释有1.5米油层。因此，已证实的油气藏类型有：①背斜型（松32-2和崖14-1）；②断鼻型（崖19-1）；③背斜地层复合型（崖13-1）；④岩性圈闭型（乐东30-1）等4种。另外还有断块型油气藏存在的可能性。

礁油藏类型，在北部隆起（或称北部斜坡）的中新统存在成带的礁带，以钻探礁油藏为目的的两口探井（莺6井和岭头35-1-1井）已见到礁岩的存在，但未钻在礁核上，礁带长200余公里，储油的希望很大，有待继续钻探。

潜山油气藏是否存在，有待进一步探明。

第七章　油气田分布规律

莺歌海、琼东南盆地，其地质特征是面积大、沉积厚，早第三纪主要为断陷陆相沉积、晚第三纪和第四纪主要为坳陷海相沉积，主要生油岩分布在下第三系，次要生油岩在上第三系。局部构造数量多、类型多，但构造面积大型的不多，而以中、小型的为多。圈闭层多在下第三系，圈闭形成多与断层有关，如断鼻、断块等。根据这些地质特征和已有的勘探成果，对油气田分布规律有以下几点认识：

1）琼东南盆地的含油气构造主要分布在下第三系生油凹陷区或者紧邻生油凹陷区。钻探结果证明，崖 13-1 气田就是在崖南凹陷区内，崖南凹陷有良好的下第三系生油岩，凹陷中生成的油气，运移到崖 13-1 构造上，形成了崖 13-1 大气田。另外，松 32-2 含油构造（该构造所钻莺 9 井试出了油流）位于松涛凸起西部，紧邻松涛西凹陷（参见图 4-4-9）。所以，寻找油气田首先应注意有良好生油条件的凹陷和其紧邻的地区，这是陆相生油盆地的一个找油特点，在琼东南盆地亦不例外。

至于莺歌海盆地，因基底埋藏太深（超过万米），下第三系的地层和构造发育情况不太清楚，而上第三系及第四系又很厚，故其找油条件就复杂得多。

2）琼东南盆地主要勘探层位应是下第三系。

下第三系具有两大特点，一是主要生油岩在下第三系，二是大部分圈闭在下第三系，这样油气运移距离较短，容易形成油气藏；已发现的崖 13-1 气田和松 32-2 含油构造都在下第三系地层中。

油气运移是一复杂过程，只要条件具备，油气亦可以运移相当远和上升到很新的层位，所以上第三系亦是勘探的目的层之一，但比起下第三系来，上第三系只能作为次要目的层。油气运移很远的例子，可从海南岛南岸浅海中有众多油气苗得到证实（参见图 4-2-1），海南岛西南边近岸浅海区的英冲 1 井和海 2 井均捞出过原油，出油层位深度仅几十米，时代为上第三系莺歌海组。

3）琼东南盆地的崖南凹陷及其以南地区以找气为主，崖南凹陷以北地区以找油为主。

琼东南盆地，在盆地中央部位，基岩埋藏超过万米，下第三系埋藏亦很深，加上盆地中部地温梯度很大，所以有机质及其早期生成的石油都很易转化成天然气，崖 13-1 气田气层在 3574 米以下，温度已达 173.9℃，该温度已接近液态烃死亡线（有些石油地质专家认为液态烃死亡温度线为 175℃）。所以崖南凹陷及其以南地区以找气为主，而其以北地区，如崖北凹陷、松涛东、西凹陷及这些凹陷相邻地区则以找油为主，因这些地区生油层埋藏较浅，温度不高，故可具有形成石油和保存石油的条件。

根据琼东南盆地的特点，找油目的层的深度最好在 2500～3000 米，其次是 3000～4000 米，找气的目的层主要深度应小于 4000 米，次要深度为 4000～6000 米。

4）砂岩体和生物礁亦可能是油气聚集的场所。

乐东 30-1 砂体，位于崖 13-1 气田以南地区（参见图 4-4-19），砂体成东西向展布，面积很大，达 568.5 平方公里，该砂体西部已钻了乐东 30-1-1A，见到气测异常，其他位置尚未钻探，其含气情况还不清楚。

除了乐东 30-1 砂体外，盆地内还有多少砂体，工作还做得不多，情况不太清楚，估计莺、琼盆地都存在一些砂体，这是远期勘探的一个潜在油气聚集场所。

关于生物礁问题，经地震解释，在盆地北部，沿①号和⑤号断层一带，有一些礁块存在，岭头 35-1-1 井和莺 6 井钻井中见到一些碳酸盐岩，莺 6 井 1743～1768 米井段（上第三系三亚组）见有 4 层共 15.5 米碳酸盐岩，定名为"白云岩化红藻一苔藓虫礁缘相灰岩"。这两口井虽未钻在礁核上，但意味着莺歌海、琼东南盆地是有生物礁存在的。生物礁所在位置其埋藏均较浅（一般小于 2000 米），其附近缺乏生油岩，其油源来自较远的生油凹陷。从莺歌海盆地海南岛沿岸浅海的油气苗及海 2 井捞到原油的情况来看，生油地区远在盆地中部地区，而经过长距离运移到海南岛边上，而处在①号断层附近的生物礁，正是油气运移经过的地方，如果集油条件具备（油气运移通道和圈闭条件），则礁块含油是可能的，这也是勘探石油的潜在目标之一。

5）莺歌海盆地的泥岩刺穿构造亦可能是油气聚集的场所。

莺歌海盆地，在莺 2 井附近发育了一些泥岩穿刺构造，刺穿最新层位可达第四系底部（参见图 4-4-6，T_2 即第四系底界）。这些刺穿构造有可能成为油气聚集的场所。

综上所述，莺歌海盆地和琼东南盆地的油气分布规律是：油气富集于生油凹陷内或其紧邻地区，主要目的层是下第三系，次要目的层是上第三系，盆地南部地区以找气为主，盆地北部地区以找油为主，找油目的层深度最好是 2500～3000 米，其次是 3000～4000 米，找气的目的层主要深度应小于 4000 米，次要深度应为 4000～6000 米，除了找构造型圈闭外，还应找砂体和礁等岩性圈闭，以及泥岩刺穿构造等。总之，莺歌海、琼东南盆地的油气分布特点将是多种多样的，有待地质学家们去深入研究。

第八章　气田及含油构造

第一节　崖 13-1 气田

一、概况

崖 13-1 气田位于琼东南盆地崖南凹陷的西侧，T_6^2 圈闭面积为 51.5 平方公里，如图 4-8-1。

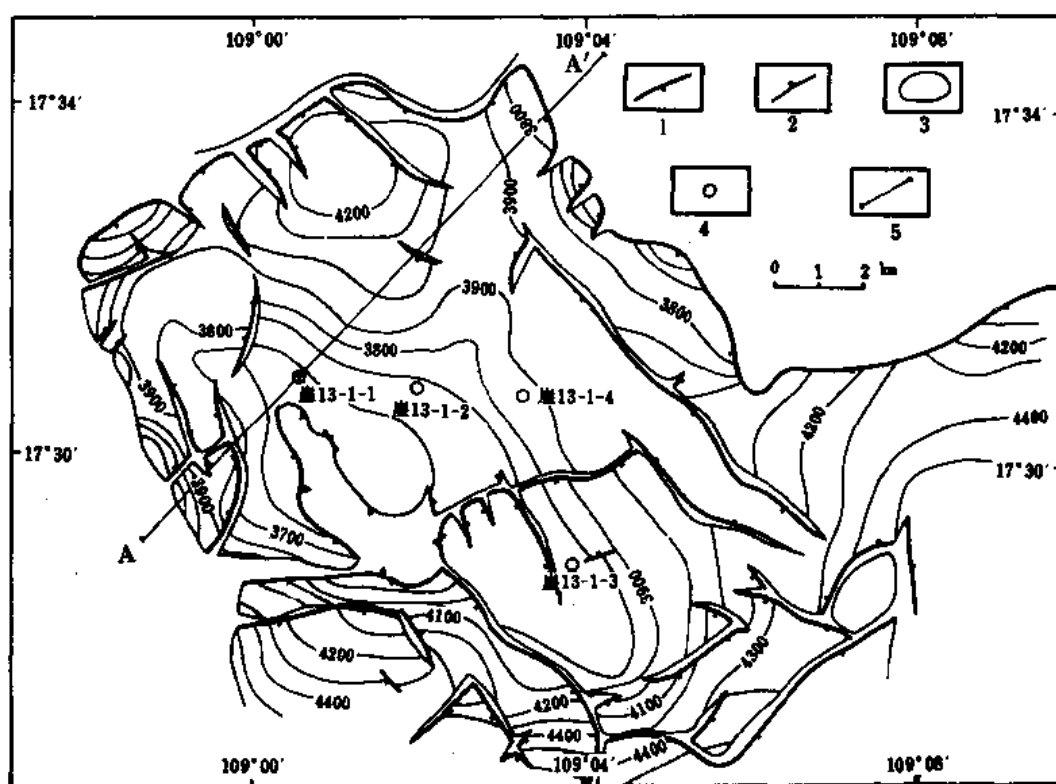


图 4-8-1　琼东南盆地崖 13-1 气田 T_6^2 等深图

1—断层；2—剥蚀线；3—构造线（米）；4—井位；5—剖面位置

气田范围内水深约 90 米左右。潮汐以不规则的日潮为主，最高潮为 2.24 米，最低潮为 0.26 米，平均为 1.12 米，海流流速一般 1～2 公里／时，最大 2.8 公里／时。台风从 5 月份开始，以 9、10 两月份较多。强台风平均每年 2 次，最高风速达 75 米／秒，一般为 35 米／秒（12 级）。风浪最高可达 9.5 米。年平均气温为 25.5℃，最高为 35.7℃。

崖 13-1 气田在阿科石油公司合同区块内，至 1988 年底，共作地震测线 33 条共 485 公里，密度为 1×1 公里。1983 年 4 月 5 日开始钻探崖 13-1-1 井，至 1988 年底共钻井 4 口（崖 13-1-1，崖 13-1-2、崖 13-1-3 和崖 13-1-4 井），总进尺为 16604 米，其中取芯进尺 384.8 米，岩芯总长 297.2 米，平均岩芯收获率为 77.2%，经测试有 11 层获工业油气流。并

进行了各种分析化验。共取6010块岩样进行分析化验14项，另外高压物性分析4个样、气分析15个样，水分析18个样，油分析6个样。崖13-1-2井气层厚达153米，计算天然气的储量结果，证实崖13-1构造是一个大的含气构造。

二、地层及气组划分

气层在下第三系陵水组三段内，可分为三个气组，地层及气组划分结果如表4-8-1。

表4-8-1 崖13-1气田地层、气组划分数据表

系	统	组	段	气组	崖13-1-1	崖13-1-2	崖13-1-3	崖13-1-4
第四系					1731.5	1757	1791	1770
上第三系	上新统—上中新统	莺歌海—黄流组			3244	3297	3372	3364
	中中新统	梅山组			3574	3667.5	3706.5	3722.5
	下中新统	三亚组			缺失	缺失	缺失	3798.5
下第三系	上渐新统	陵水组	一		缺失	缺失	缺失	缺失
			二		缺失	3703	3768	3897.5
			三	Ⅰ	3600.9	3776.8	3839.3	3970.4
			三	Ⅱ	3673.8	3861.6	3924.3	4063.3
			三	Ⅲ	3710.5	3914	3992.9	4127.3
	上渐新—中渐新统	崖城组			3795	4152	4301.6①	4185.0①
前第三系					3822.19① 花岗岩	4295.6① 变质岩		

①该层未钻穿。

三、构造

崖13-1构造为一北西向的短轴背斜，T_6^2构造图圈闭线为海拔-3900米，长轴为13公里，短轴为7公里，面积为52公里，闭合幅度近400米，构造高点位于海拔-3526米。构造西南翼倾角较陡，约4～22°，东北翼较平缓，6～14°。构造边部断层发育，内部也有一些断层，这些断层均为正断层，其倾角较陡，一般在60°左右，断距一般为30～150米。构造西部的1号断层，断距很大，下降盘基底很深，地震反射取不到资料（见图4-8-2）。

崖13-1构造是长期发育的披覆构造，从基底、下第三系至上第三系梅山组顶界均有构造圈闭存在，但各层圈闭面积略有不同，如T_{10}反射层圈闭面积为34平方公里，T_7为47平方公里，T_6^2为52平方公里以及T_4为17.0平方公里。

在上、下第三系之间有不整合面存在，至使构造顶部缺失含气层段（陵水组三段），含

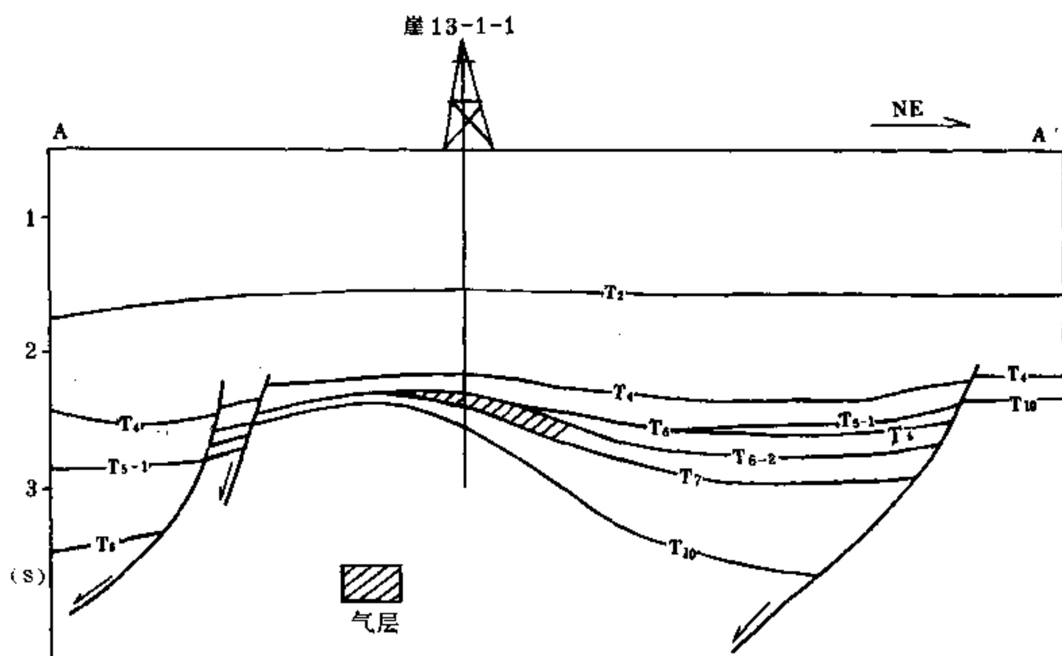


图 4-8-2　崖 13-1 气田横剖面图

剖面具体位置见图 4-8-1

气层段从构造顶部的零米向翼部逐渐变厚。如崖 13-1-1 井（位于构造高点附近）厚 137 米，向翼部则变为 211 米（崖 13-1-2 井）和 230 米（崖 13-1-4 井）。

构造圈闭线范围内，被一个称之为 Y-3 号断层所切割，把构造分为南北两块，断层走向北东，位于崖 13-1-4 井与崖 13-1-3 井之间，断面南倾。北块已钻井 3 口，南块也已钻井一口（崖 13-1-3 井）。

四、气层

1.层位

气层位于下第三系上渐新统陵水组三段。

2.岩性

崖 13-1 气田气层岩性见图 4-8-3。

储气层为砂岩，主要岩性为灰色、浅灰色粗粒长石砂岩，其次为含砾不等粒长石砂岩，中间夹细—中粒岩屑长石砂岩，上部见长石石英砂岩。长石、石英次生加大现象普遍，呈不规则形状，溶蚀作用明显，交代作用和压实作用也较强，颗粒常呈点状或线状接触。磨圆度为次棱—次圆状，大小混杂，分选中—差。胶结物以泥质为主，次为铁方解石、方解石和少量白云石，胶结物总含量低（小于 10%），胶结类型主要为孔隙式或孔隙—接触式。粘土矿物成分主要为绿泥石（占 60～90%），而伊利石仅占 7～28%。

3.沉积相

各井气组沉积相分析结果见表 4-8-2。

总的看来，Ⅰ气组为滨海相海滩亚相沉积；Ⅱ、Ⅲ气组为水下扇分流河道沉积，部分为水下扇重力流沉积。

4.气组划分

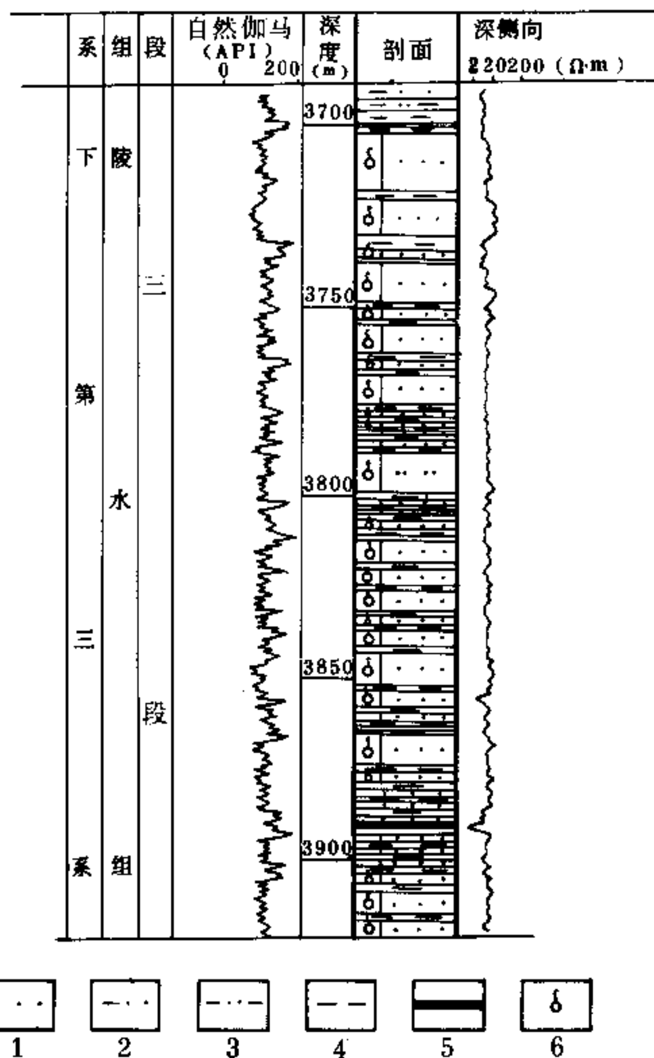


图 4-8-3 崖 13-1 气田崖 13-1-2 井含气层段柱状图

1—砂岩；2—泥质砂岩；3—砂质泥岩；4—泥岩；5—煤层；6—气层

表 4-8-2 崖 13-1 气田各井气组沉积相表

<table>
<tr><th>气组</th><th>砂岩组 \ 井号</th><th>崖 13-1-1</th><th>崖 13-1-2</th><th>崖 13-1-3</th><th>崖 13-1-4</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Ⅰ</td><td>1</td><td></td><td>滨海相海滩亚相</td><td>水下分流河道</td><td>滨海相海滩亚相</td></tr>
<tr><td>2</td><td>滨海相海滩亚相</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">Ⅱ</td><td>3</td><td rowspan="5">扇三角洲水下分流河道沉积为主</td><td rowspan="5">扇三角洲水下分流河道沉积为主</td><td rowspan="3">水下扇分流河道—前三角洲沉积为主</td><td rowspan="5">水下扇分流河道沉积</td></tr>
<tr><td>4</td></tr>
<tr><td>5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Ⅲ</td><td>6</td><td rowspan="2">水下扇洪水重力沉积</td></tr>
<tr><td>7</td></tr>
</table>

根据储气层岩性特征及沉积旋回特点，将含气层段划分为三个气组7个砂岩组，其划分结果见表4-8-3。

表4-8-3 崖13-1气田气组划分数据表

气组＼砂岩组＼井段厚度＼井号		崖13-1-1		崖13-1-2		崖13-1-3		崖13-1-4	
		井段(m)	气组厚(m)	井段(m)	气组厚(m)	井段(m)	气组厚(m)	井段(m)	气组厚(m)
Ⅰ	气层顶	3574	26.9	3703	73.8	3768	71.3	3897.5	72.9
	1			3732.6		3823.8		3921.9	
	2	3600.9		3776.8		3839.3		3970.4	
Ⅱ	3	3620.8	72.9	3800.3	84.8	3866.1	85	3997.5	92.9
	4	3649.4		3835		3901.2		4036.5	
	5	3673.8		3861.6		3924.3		4063.3	
Ⅲ	6	3691.8	36.7	3883.9	52.4	3956.4	68.6	4085.9	64
	7	3710.5		3914		3992.9		4127.3	
合计		3574～3710.5	136.5	3703～3914	211	3768～3992.9	224.9	3897.5～4127.3	229.8

各气组厚度均小于100米，其中以Ⅱ气组最厚，崖13-1-4井厚达92.9米。Ⅰ气组因上部有不同程度的缺失，故在崖13-1-1井很薄，只有26.9米（见图4-8-4）。

5.气层厚度

气田内4口井的气层厚度不一，在29～153米之间，以崖13-1-2井最厚，达153米；在崖13-1-3井最薄，仅29米，详见表4-8-4。

表4-8-4 崖13-1气田气层有效厚度统计表

气组＼有效厚度＼井号	崖13-1-1	崖13-1-2	崖13-1-3	崖13-1-4	平均厚度(m)
Ⅰ	25.0	64.3	29.0	60.8	44.8
Ⅱ	45.4	58.1	0	9.4	28.2
Ⅲ	15.2	30.6	0	0	11.5
合计	85.6	153.0	29.0	70.2	84.5

从表4-8-4可以看出，以Ⅰ气组气层有效厚度为最大，4口井平均为44.8米；而Ⅲ气组最薄，平均仅11.5米，崖13-1-3井含气较差，Ⅱ、Ⅲ气组均不含气。

6.气层物性

根据3口井的1563块岩芯样品分析，气层孔隙度一般在10～20%之间；一半以上的样

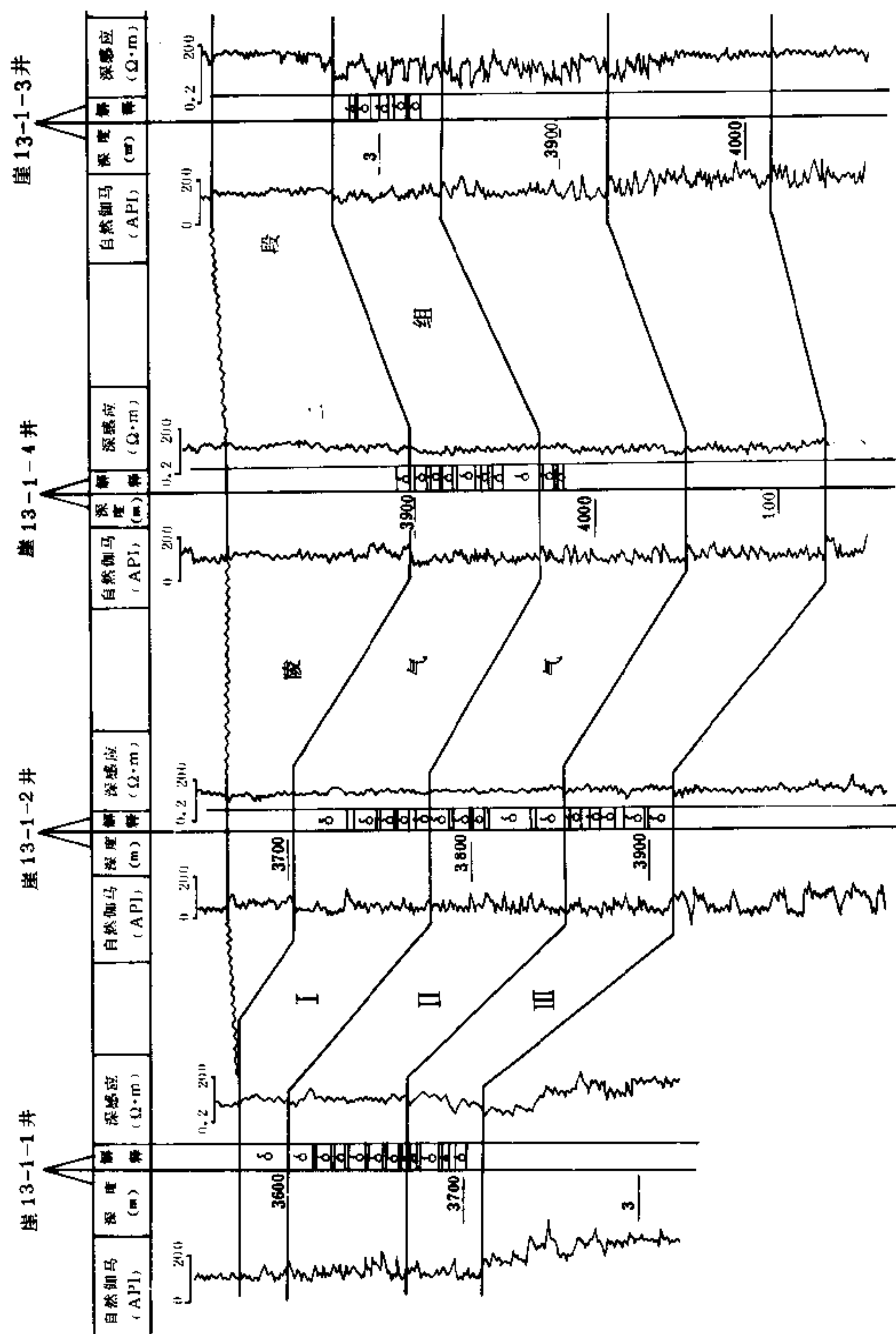


图4-8-4　崖13-1气田气组对比图

品，在 14～16%范围内，其平均孔隙度为 14.9%。渗透率平均为 212×10^{-3} 二次方微米，详见表 4–8–5。

表 4–8–5　崖 13–1 气田气层岩芯物性数据表

项目 井号 气组	孔隙度（%）				渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）			
	崖 13–1–2	崖 13–1–3	崖 13–1–4	平均	崖 13–1–2	崖 13–1–3	崖 13–1–4	平均
Ⅰ	未取芯	13.3	18.7	14.1	未取芯	107	1460	294
Ⅱ	15.1	11.9(水层)	14.1(水层)	15.1	96	29(水层)	597(水层)	96
Ⅲ	未取芯	11.1(水层)	12.7(水层)		未取芯	10(水层)	270(水层)	
平均	15.1	13.3	18.7	14.9	96	107	1460	212

从表 4–8–5 可以看出，孔隙度总的看来是低的，渗透率变化比较大，同为Ⅰ气组，崖 13–1–4 井高达 1460×10^{-3} 二次方微米，而崖 13–1–3 井只有 107×10^{-3} 二次方微米。从单井资料看来，孔隙度、渗透率有从Ⅰ气组到Ⅲ气组变差的趋势。

7.气层测试成果

气层经测试后，产量较高，最高单层日产气量 126.2 万立方米。气层含少量凝析油，每一万立方米天然气有凝析油 0.02～0.8 立方米，详见表 4–8–6。

气层的无阻流量值为：崖 13–1–1 井第 2、3 测试层为 620.6 万米^3／日，崖 13–1–2 井第 4 测试层为 537.6 万米^3／日。

8.油、气、水性质

(1) 天然气性质　崖 13–1 气田分析天然气样品 8 个（三亚组 1 个，陵二段 1 个，陵三段 6 个）。天然气以甲烷为主，二氧化碳气含量较高，乙烷以下组分很低，不含硫化氢气体。归纳分析结果见表 4–8–7。

(2) 凝析油性质　选用凝析油分析样 8 个（其中三亚组 1 个、陵二段 1 个，陵二段 6 个），凝析油性质以崖 13–1–3 井陵三段凝析油最好，详见表 4–8–8。

高压物性样共有 4 个，其中陵三段 3 个，三亚组 1 个，其分析结果见表 4–8–9。

从表 4–8–9 可看出，4 个高压物性分析均有反凝析现象。

(3) 地层水性质　陵三段地层水总矿化度偏低，为 23510 毫升／升，氯离子为 12930 毫升／升，pH 值为 7.1，为重碳酸钠型水。

9.压力

试油过程中，有 6 个气层测压资料较可靠，均为陵三段气层，6 个资料的回归公式为：

$$P=265.5+0.03448H$$

式中　P—气层压力，kg／cm^2；

　　H—气层深度，海拔，m。

公式的相关系数为 0.9907。

气层中部深度为 3742 米，其压力值为 394.5 千克／厘米^2。

10.温度

在测试过程中，取得 18 个较可靠的井温资料，回归结果如下列公式：

$$T=49.7+0.03282H$$

表 4－8－6　崖13－1气田试油成果表

井号	测试序号	测试日期	射孔井段 (m)	射厚 (m)	派克位置 (m)	压力计深 (m)	油嘴 (mm)	测试产量			井口流压 (kg/cm^2)	井口温度 (℃)	井底温度 (℃)	测温深度 (m)
								油 (m^3/d)	气 ($10^4m^3/d$)	水 (m^3/d)				
崖13-1-1	1	1983.7.20～1983.7.29	3728.9～3737.5 3752.1～3754.2 3758.2～3760.0	12.5	3707.5	3713.4		0	0					
	2	1983.7.31～1983.8.1	3658.8～3664.3 3680.8～3686.9 3696.6～3702.1	17.1	3643.5	3649.4	9.5	3.9	35.04	1.9	285.2	62.2	179.4	3652.4
	3	1983.8.4～1983.8.5	3573.8～3586.3	12.5	3661.3	3567.4	12.7	8.4	53.7	5.6	262	76.7	173.9	3570.4
	4	1983.8.15～1983.8.16	3334.5～3340.0	5.5	3314.4	3320.2	12.7	0	微量	0	2.4	42.2	160	3323.2
	5	1983.8.23～1983.8.24	3302.2～3309.2 3313.8～3318.4	11.6	2945.0	2936.5	12.7	0	微量	114.5	5	47.8		
崖13-1-2	1	1984.7.22～1984.7.24	4088.0～4105.7	17.7	4072.1	4082.8			微量	微量			174.3	4078.4
	2	1984.7.27～1984.7.30	3935.0～3911.1	9.1	3923.1	3933.5			微量	5.4(抽汲)			176.1	3929.1
	3	1984.8.2～1984.8.4	3888.6～3891.7 3895.3～3889.3 3904.5～3907.5	9.1	3876.1	3884.1	31.75	1.9	54.3	14.3	62.6	55.6	173.3	3883
	4	1984.8.6～1984.8.8	3771.6～3774.6 3708.1～3783.2 3789.9～3792.9 3821.6～3824.6 3831.4～3834.4 3846.6～3849.6	18.1	3759.7	3768.1	31.75	1.95	79.15	30.3	88.8	60.5	173.3	3765.5
	5	1984.8.9～1984.8.11	3708.8～3712.4 3716.7～3719.1 3722.5～3725.6	9.1	3697.6	3707.3	31.75	1.9	88	16.6	87.1	55.6	171.6	3704.8
	1	1986.9.9～1986.9.10	3986.8～3995.9 4002.6～4011.8	18.3	3956.6	3963.9			微量				176.7	

崖13-1-3（侧钻）	2	1986.9.12～1986.9.13	3908.8～3912.4 3914.9～3917.9 3933.4～3935.3 3936.8～3941.1 3945.0～3948.1	15.9	3879.2				少量	未至井口				
	3	1986.9.15～1986.9.16	3864.9～3871.0 3877.1～3886.2	15.2	3831.3	3851.8			微量	101	0.6		176	3779.8
	4	1986.9.19～1986.9.20	3825.8～3828.9 3839.9～3845.4 3847.2～3850.2	11.6	3792.0	3776.8			0	92.8	0.84			
	5	1986.9.24～1986.9.25	3788.7～3794.8 3797.8～3803.9 3811.2～3817.3	18.3	3752.7	3763.4	19.05	34.3	43.04	23.8	97.4	41.7	172.2	3763.4
	6	1986.9.29	3696.4～3707.6	11.2	3646.0	3653.9			微量	未至井口			165.5	3656.4
崖13-1-4	1	1986.5.11～1986.5.13	3976.0～3979.2 3979.8～3982.8 3988.3～3992.8 4040.0～4049.3	20	3966.06	3973.4			微量	7.2（抽汲）			177.7	3972.2
	2	1986.5.23～1986.5.30	3943.5～3961.8	18.3	3924.3	3931	19.05	29.4	73.4	36	159.7	61.8	177.8	3930.1
	3	1986.6.5～1986.6.6	3898.4～3907.5 3907.5～3910.6 3913.3～3916.4 3918.5～3921.6	18.4	3886.0	3895.6	44.45	18.2	119.1	22.6	92.9	80.3	178.3	3891.9
	4	1986.6.11～1986.6.12	3842.0～3845.1 3849.6～3852.7 3855.7～3861.8 3864.9～3871.0	18.4	3828.7	3835.7	15.08	2.6	9.4	9.4	46.9	27.8	172.8	3834.6
	5	1986.6.16～1986.6.17	3738.7～3743.5	4.8	3726.3	3734.4	44.45	37.6	126.2	30.4	99.3	75.9	171.1	3732.2

表 4-8-7　崖 13-1 气田天然气性质表

项目＼层位	陵水组三段	陵水组二段	三亚组
相对密度	0.6744	0.6688	0.6686
临界压力(bar)	49.73	48.858	48.911
临界温度(°K)	205.29	205.96	207.11
CH_4 (%)	86.43	85.71	86.32
C_2H_6 (%)	1.56	3.95	4.09
C_3H_8 (%)	0.77	1.25	1.50
iC_4H_{10} (%)	0.21	0.34	0.39
nC_4H_{10} (%)	0.21	0.33	0.38
iC_5H_{12} (%)	0.10	0.14	0.16
nC_5H_{12} (%)	0.07	0.08	0.16
N_2 (%)	0.66	1.23	0.25
CO_2 (%)	9.86	6.7	6.53
苯 (%)	0.12	0.06	0.04
C_2H_6以下 (%)	3.04	6.15	6.72

表 4-8-8　崖 13-1 气田凝析油物性分析数据表

层位	陵水组三段						三亚组	陵二段	陵三段
井号	崖 13-1-1		崖 13-1-2	崖 13-1-3	崖 13-1-4		崖 13-1-4	崖 13-1-4	平均
项目＼井段(m)	3658.8～3702.1	3573.8～3586.3		3788.7～3817.3	3943.5～3961.8	3898.4～3921.6	3738.7～3743.5	3842.0～3871.0	
相对密度	0.853	0.8585	0.8514	0.7966	0.8182	0.8508	0.8402	0.8195	0.8381
凝固点 (℃)	26	24	27		7	19	19	14	20.6
闪点 (℃)		27		<6	<0	24	22	<8	14.3
含硫量 (%)	0.05	0.06	0.044	0.008	0.01	0.01	0.01	0.01	0.029
沥青质含量 (%)	0.49	0.23		0.94	0.34	0.22	0.16	0.10	0.45
胶质含量 (%)	0.25	0.31		0.16	0.36	0.08	0.32	0.26	0.23
含蜡量 (%)	12.88	10.68	14.03	3.01	2.98	4.73	5.68	4.41	6.86
运动粘度 (mm^2/s)	2.64	2.01		0.94	1.00	1.83	1.76	1.18	2.33
总馏出量 (%)	59.5	65		81.6	80.2	67.9	69.5	77.5	70.7

表 4-8-9　崖 13-1 气田流体高压物性数据表

层位	井号	井深 (m)	试验条件		结果					
			温度 (℃)	油气比 (m^3/m^3)	露点压力 (kg/cm^2)	反凝析油量高峰压力 (kg/cm^2)	反凝析量 (%)	偏差系数最低值时压力 (kg/cm^2)	偏差系数最低值	气层条件下偏差系数数值
陵三段	崖 13-1-1	3573.8～3586.3	174		281	77	0.094	120	0.971	1.084
	崖 13-1-4	3898.4～3921.6	177	28764	283	77	0.088	120	0.971	1.084
	崖 13-1-4	3842.0～3871.0	176	38712	266	70	0.020	123	0.972	1.065
三亚组	崖 13-1-4	3738.7～3743.5	171	27962	282	70	0.040	122	0.968	1.082

式中　T——气层温度，℃；

H——气层深度，海拔（米）。

公式的相关系数为 0.933。

气层中部深度 3742 米，温度 172.6℃，温度梯度为 3.28℃ / 100 米。

五、气藏类型

从目前资料看，崖 13-1 气田气藏类型属背斜控制下的层状气藏类型。

第二节　松涛 32-2 含油构造

一、概况

松涛 32-2 构造，位于海南岛东南部，陵水县南偏东 53 公里，距崖县 85 公里，即东经 110°18′、北纬 18°04′，水深 109 米。其构造位置在琼东南盆地松涛凸起的西北边上，紧靠崖北生油凹陷。

松涛 32-2 构造上已钻井一口，即莺 9 井，于 1979 年 3 月 12 日开钻、1979 年 5 月 23 日完钻，完钻井深 2849.79 米，井底地层为中生界花岗岩。

莺 9 井取芯 4 次，取芯总进尺 8.42 米，岩芯总长 5.66 米，平均取芯收获率为 67.2%，取芯情况见表 4-8-10。地层分层数据可参见表 4-3-1。

表 4-8-10　松涛 32-2 构造莺 9 井取芯数据表

层　位	取芯次数	取芯井段 (m)	取芯进尺 (m)	岩芯长度 (m)	收获率 (%)	岩　性
陵水组 (E_3)	1	2221.27～2225.09	3.82	3.49	91.3	含砾砂岩、砂岩
陵水组 (E_3)	2	2690.14～2696.14	4.00	1.76	44.0	泥岩、生物灰岩
中生界	3	2745.94～2746.25	0.31	0.31	100	花岗岩
中生界	4	2849.5～2849.79	0.29	0.10	34.5	花岗岩
		合　计	8.42	5.66	67.2	

油层数据:

电测解释: 2505～2519 米　油层;

2519～2525 米　油水同层;

2525～2544 米　水层。

试油结果: 2505～2511 米　干层;

2511～2525 米　油层。

二、构造特征

松涛 32-2 含油构造基底为花岗岩隆起。隆起时间较早，下第三系逐层向隆起上超复(见图 4-8-5)，地震 T_7 反射层为超覆尖灭圈闭，T_6、T_4 层均为一向南倾的单斜层，无构造圈闭。

T_7 反射层向北西方向倾没，倾角达 14°。

三、莺 9 井油层岩性特征

油层位于井深 2505～2513 米，厚 8 米，为浅灰色红藻灰岩，含有陆源碎屑，岩石成分主要为方解石，占 75～85%。

井深 2513～2545 米，厚 32 米，为浅灰色含砾砂岩，成分为石英、长石和岩块，细—中粒，次棱角状，钙质胶结，含油部分岩石颜色为黄灰色。

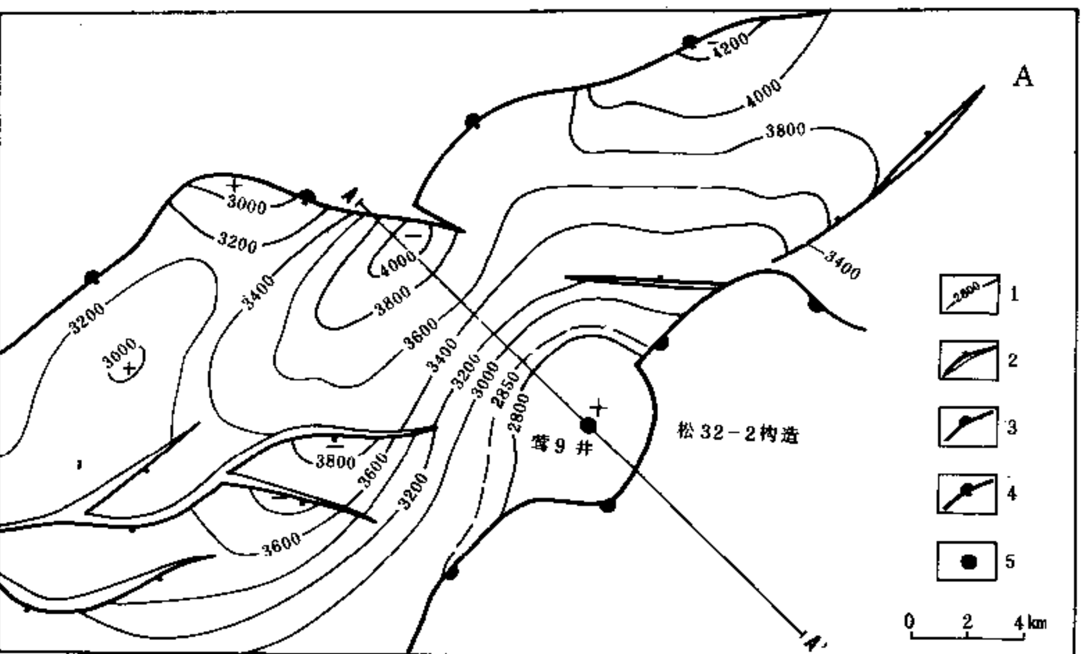
含油部位视电阻率成高电阻显示（图 4-8-6）。

四、莺 9 井试油情况

共试 4 层，其中一层日产油 37.56 立方米，详见表 4-8-11。

表 4-8-11　莺 9 井试油情况表

次数	射孔井段 (m)	射厚 (m)	测试日期	措施	方式	静压 (kg / cm²)	日产 (m³)			累计 (m³)		
							油	气	水	油	气	水
1	2672～2693 2667～2662	26	1979.6.6～6.12			268.4	0	0	少量	0	0	少量
2	2505～2511	6	1979.6.13～6.15	封隔器			0	0	0	0	0	0
3	2505～2525	20	1979.6.15～6.20	封隔器	自溢	248.8	37.56	少量	0	79.88	少量	0
4	1955～1966.6 2087.6～2096	20	1979.7.11～7.14	封隔器		199.7	0	0	81.5	0	0	16.4



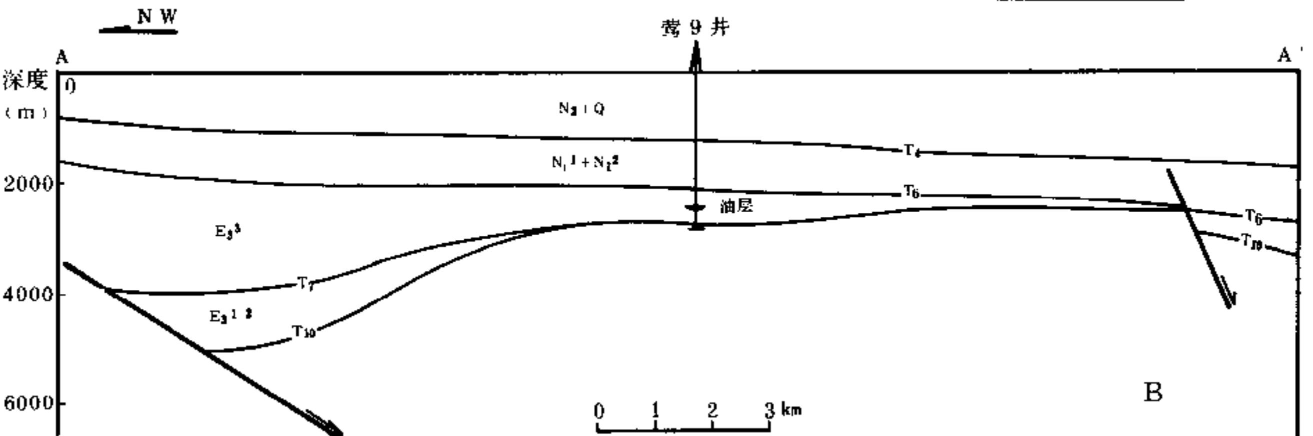


图 4-8-5 松 32-2 构造 T_7 构造图（A）及横剖面图（B）

1—T_7 等深线（米）；2—断层；3—超覆线；4—断超线；5—井位

五、油、气、水分析数据

1.原油分析数据

井段：2511～2525 米，相对密度：0.8548；动力粘度：12.96 毫帕秒；含硫量：0.02%；含水量：11.84%；凝固点：36℃；闪点（开）：64℃；初馏点：126℃；300℃总馏出量：29.2%。

2.天然气分析数据

井段：2511～2525 米；氧含量：0.27%；氮：4.7%；CO_2：9.55%；H_2S：0%；CH_4：59.67%；C_2H_6：3.18%；C_3H_8：11.84%；iC_4：3.06%；nC_4：5.04%；iC_5：1.32%；nC_5：1.37%；相对密度：0.9755；临界压力：48.096 千克／厘米^2；临界温度：251.8K。

3.油层水分析数据（油罐内取的样）

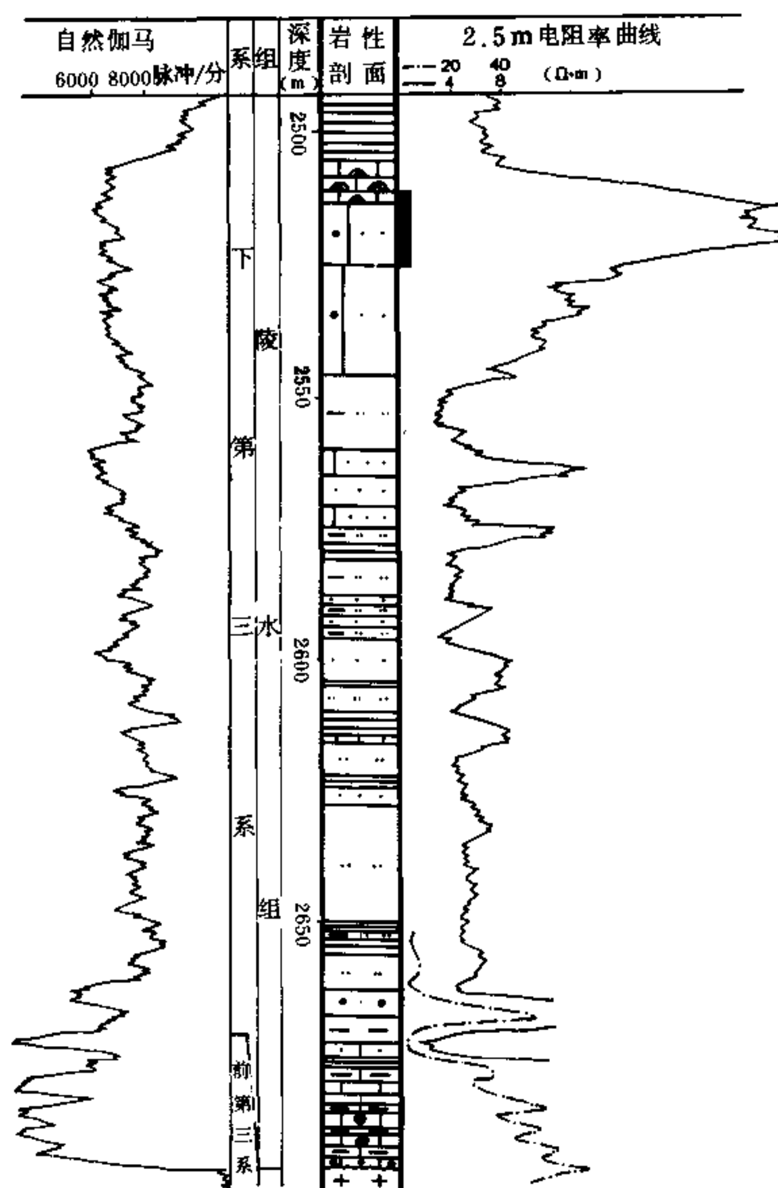


图 4-8-6 松 32-2 构造莺 9 井油层柱状图

井段：2505～2525米。棕黄色、油味、咸、半透明，有沉淀；pH＝7；K^++Na^+：4822.41ppm；Ca^{2+}：273.75ppm；Mg^{2+}：407.83ppm；$Ba^{2+}=0$；Cl^-：8194.96ppm；SO_4^{2-}：728.53ppm；HCO_3^-：612ppm；CO_3^{2-}：15.9ppm；$OH^-=0$；总矿化度：15055.38ppm；$MgCl_2$水型、Cl^-水组、Na^+亚组（取水样代表性差）。

4.高压物性资料

取样日期：1979年6月20日；取样数：2支；取样深度：2300米；油层深度：2511～2525米；原油饱和压力：15千克／厘米^2；地下原油粘度：2.4毫帕秒；一次脱气油气比：10.9米^3／吨；气溶解系数：0.613（米^3·大气压）／米^3；原油地下相对密度：0.776；一次脱气原油相对密度：0.841。

5.油层孔隙度和渗透率

电测声波计算孔隙度为8.71～14.83%。

第九章　油气资源预测及油气勘探方向

一、油气资源预测

莺歌海、琼东南盆地从 1977 年以来，已钻探了七个构造、两个礁和一个异常体（岭 28、松 32–2、崖 8–2、崖 8–1、崖 13–1、崖 14–1、崖 19–1、岭 35–1 构造及莺 6 礁、乐 30–1 异常体），其中崖 13–1 构造获得天然气。松 32–2 构造见到了油流，岭 28 构造的莺 1 井有 3.8 米气层，10.5 米的差油层，崖 19–1 构造的崖 19–1–1 井有 11.5 米气层。勘探效果是好的。

莺歌海盆地远景生油量估算结果如表 4–9–1。计算出远景资源量平均为十几亿吨。

表 4–9–1　莺歌海盆地远景生油量估算结果

方法 \ 层位		$T_2 \sim T_4'$ 中新统上部	$T_4' \sim T_6$ 中新统下部	$T_6 \sim T_8$ 下第三系上部	合　计
残烃法	生油量（10^8t）	34.6	17.2	98.8	150.6
改良沥青法（刘宝泉法）	生油量（10^8t）	71.8	117.6	198.6	388.0
体积法	生油量（10^8t）	307.8	218.3	396	922.2
蒂索法	生油量（10^8t）	221.6	157.2	190.1	568.9

琼东南盆地用排聚法计算远景生油量结果如表 4–9–2。计算出远景资源量平均为几十亿吨。

表 4–9–2　琼东南盆地远景资源量估算结果

方法 \ 层位		$T_0 \sim T_4$ (N_2–N_1^3)	$T_4 \sim T_6$ (N_1^{1+2})	$T_6 \sim T_{10}$ (E)	合　计
残烃法	生油量（10^8t）	585	21.3	1175.6	1255.4
改良沥青法（刘宝泉法）	生油量（10^8t）	162.9	162.9	1401.6	1727.4
体积法	生油量（10^8t）	520	315.2	989	1824.2
沥青法	生油量（10^8t）	181.3	173.5	1399.7	1754.5

莺歌海、琼东南盆地合计远景资源量达数十亿吨。

二、油气勘探方向

莺歌海、琼东南盆地是勘探大油气田很有希望的地区。当前油气勘探应主要放在琼东南盆地的下第三系凹陷内及邻近凹陷的凸起边缘地区，即在有生油条件地区，如崖北凹陷、崖南凹陷及陵水凹陷的北部等。在莺歌海盆地，主要应在①号断层附近的下降盘成带分布的圈闭构造上继续钻探；同时对北部斜坡的礁油气藏进行钻探。另外，在盆地中部应钻探"马来亚式"的泥岩刺穿构造。

莺歌海、琼东南盆地有良好的生油环境，有众多的构造圈闭，有很好的找油前景，只要加强勘探，是会有良好效果的。

参 考 文 献

中华人民共和国石油公司南海分公司、中华人民共和国地质勘探公司广州分公司、《南海北部大陆架第三系》编委会，1981，《南海北部大陆架第三系》，广东科技出版社。

李春昱等，1982，《亚洲大地构造图及说明书》，地图出版社。

地质部广东省地质局区域地质测量大队海南分队，1964，《海南岛 1：20 万区域地质测量报告书》。

同济大学海洋微体古生物室，1982，《钙质超微化石》，海洋出版社。

第五篇　广东省、海南省陆上盆地

第一章 概 况

广东、海南二省位于我国最南部，陆地部分包括大陆、海南岛以及南海诸岛，总面积为22万多平方公里。地理位置为东经107°50′～117°27′，北纬3°50′～25°28′。地势北高南低，山地和丘陵广布，河流、公路纵横交错，水陆航空交通均较便利。气候温和多雨，生物繁茂，人口众多，轻工业、农副产品及有色金属矿产资源丰富，是工农业较发达的省份，加上毗邻港澳，经济活跃，是对外联系的重要窗口，具有十分重要的地位。但是，由于能源缺乏，长期以来依靠外省支援，给工农业的发展带来一定的影响。因而在广东、海南积极寻找油气资源的需要就更为迫切，同时，也引起中央和地方各有关部门的关注。

自50年代以来，近30年间先后在广东、海南陆上从事油气调查、勘探和研究工作的有地质矿产部、石油工业部、广东省地质局和原广东省石油局等部门所属的各专业队伍以及中国科学院所属的地质研究所等单位，他们做了大量的工作（详见第二章）。在石油地质方面也积累了一定的资料和成果。本篇的编写，是在前人工作的基础上进行的，其中有些基础资料、图件以及内容方面都包含或引用有各兄弟单位多年来的工作成果。鉴于以往两省陆上的石油地质调查、勘探工作基本上是在中、新生代的白垩—第三纪盆地中进行的，因此从石油地质勘探的现实出发，在本篇记述的结构上，先从宏观上介绍盆地的总情况，然后再着重记述几个重要的白垩—第三纪盆地。

第二章 广东、海南省陆上白垩—第三纪盆地概况

第一节 盆地形成背景

广东，海南省陆上的中、新生代沉积盆地是在晚古生代准地台的基础上，受到印支、燕山及喜马拉雅等多幕次的、频繁的地壳运动和广泛的岩浆活动影响，在区域构造面貌和古地理环境不断发生变化的过程中产生和形成的。其成因与整个区域地质构造的演化发展关系密切，具有异常复杂的形成背景及发展过程。

在早古生代加里东期，该区为一地槽性质的坳陷区，具有复理式建造特征。志留纪末发生加里东运动，使整个地槽沉积全部褶皱回返，从此，结束了早古生代地槽的发展阶段。

在晚古生代海西期，进入了准地台性质的发展阶段，除部分加里东隆起带外，广泛沉积了晚古生代—早三叠世的以滨海—浅海相碎屑岩、碳酸盐岩及含煤碎屑岩建造为主的地台型沉积，累计厚度近万米。在此时期，地壳相对比较稳定，岩性简单，相变不甚明显，各系间均为整合或局部平行不整合接触，无明显的构造运动发生。

进入早中生代印支期的中三叠世，发生了涉及全区的印支运动，形成了一系列以北东向为主的断褶带与弧形构造带，并使早、中三叠世的沉积遭到严重的剥蚀，导致该区陆上除粤北阳山、黄坌一带外，其余广大地区均缺失中三叠世的沉积，区域构造面貌和古地理环境发生了明显的分异。至晚三叠世时，区域沉积面积已大为缩小，除在粤东地区的大埔—新丰一带以南出现更深一级的沉降带，海水漫及粤北和粤中部分地区，形成一套以浅海至滨海沼泽相为主的含铁、煤碎屑岩（局部夹碳酸盐岩）建造外、广大内陆剥蚀区仅发育一些串珠状的、彼此分隔的山间盆地。各地区上三叠统普遍以角度不整合覆于下伏地层之上。

进入燕山期以后，贯穿着整个侏罗纪—白垩纪时期的燕山运动，是该区规模最大、影响最深的一次强烈的多幕次的构造运动，它以频繁的沉积间断、多期次的大规模岩浆侵入和喷溢、剧烈的断裂作用和断块活动、普遍的动力变质和接触变质作用以及产生丰富的内生金属成矿作用为其特征。由于它的影响，使得海西—印支期的准地台又多次发生了明显的区域性分异，对该区陆上众多小型分散的中、新生代盆地的产生、形成和发展起着支配作用，主要表现在:

1）早侏罗世时，沉积区的主体迁移至粤东河源、紫金、惠阳一带及其以东地区，大体上继承着晚三叠世的沉积，形成了滨海—海陆交互相含煤碎屑岩建造。而粤西、粤西北及粤中的部分地区，此时均为剥蚀区，没有接受沉积。早侏罗世末期燕山运动第一幕发生之后，全区整体抬升，海水全部退出，从此结束了古生代以来的最后一次海侵而转变为陆相环境。

2）中侏罗世时，仅在粤东地区沿北东向断褶带有山间湖泊相的火山碎屑岩堆积，末期发生的燕山运动第二幕，造成了小规模的中酸性岩浆侵入。

3）晚侏罗世时，北东及东西向断裂空前活跃，中酸性岩浆沿断裂强烈喷发，造成了厚达数百至 4000 米的火山岩，以粤东最为发育，粤西则局部有陆源碎屑岩沉积。末期发生的燕山运动第三幕涉及全区，除使中、上侏罗统形成宽展型的向斜褶皱及高低不一的断块外，在区域上形成了一系列长达数百公里的北东—北北东向大断裂，沿主要断裂带如吴川—四

会、河源及莲花山等断裂带两侧发生了强烈的动力变质作用，变质带宽达数公里。同时，还导致规模空前的酸性岩浆的侵入，严重破坏了早侏罗世、晚二叠世等先期沉积的整体性。古地貌进一步分异，莲花山断裂以东显著拱起成为剥蚀区，没有再接受白垩—第三纪的沉积。其他地区，白垩—早第三纪的沉积作用，也仅局限在一些分散的断陷或孤立的山间凹地内进行，产生众多彼此分隔的小型盆地，而未能形成大面积的沉积区。

4）由于燕山运动第四、五幕块断活动的影响，造成了早、晚白垩世至早第三纪之间形成的盆地位置及盆地中心一般都有迁移现象。并有间断的岩浆侵入和喷发活动以及局部接触变质作用发生。

至新生代喜马拉雅期，本区陆上众多的白垩—第三纪盆地已基本定型，但仍有明显的地壳活动，以断裂、断块及岩浆喷溢活动为主，伴有轻微褶曲作用。早第三纪时，部分盆地如雷琼、茂名、三水、东莞等继承了晚白垩世盆地沉积。早、晚期以红色碎屑岩建造为主，中期为湖相暗色砂、泥岩或夹可燃有机岩建造，这是一个有利于油气生成的时期。沉积过程中也有多期的岩浆喷发活动，以基性玄武岩喷发较普遍，局部有粗面岩或火山碎屑岩堆积，就三水，雷琼地区来说，不少于三至四期喷发。早第三纪末，喜马拉雅运动第一幕发生之后，大陆上众多中、新生代盆地普遍抬升，遭受剥蚀，未再接受晚第三纪沉积，仅北部湾—雷琼及广东沿海大陆架相对形成了沉降带，接受海侵，晚第三纪连片沉积了一套滨海—浅海相碎屑岩建造。与此同时，以近东西向、北东东向为主的断裂活动频繁，并伴随有大规模基性岩浆喷发，多集中分布在雷琼地区，计有7期30多次，属间歇性裂隙型喷发，形成该区多层火山岩大片分布。

晚第三纪末，喜山运动第二幕之后，沿海岸一带及至大陆架，海相第四系沉积发育，以升降作用为主的新构造运动有明显表现，雷琼地区下沉幅度较大，第四纪沉积较厚，而区内大陆部分则山脉、丘陵、沟谷、阶地发育，直至近代仍在继续变化发展。

该区陆上的中、新生代沉积盆地在产生和形成过程中，由于受到广泛、频繁和强烈的构造运动及岩浆活动的影响，致使许多盆地的完整性受到程度不同的破坏，并处于极为复杂的区域构造背景上，受北东向为主、东西向为次，由多组构造、断裂和岩浆岩带联合构成的剪切型网格状构造格局的控制。这对形成大面积的含油气区在客观上起到了很大的限制作用。

第二节　盆地分布及其分类

一、盆地分布

该区陆上的白垩—第三系盆地，就其数量而言，各家统计不尽一致，据广东省地质局地质矿产研究所的统计为108个。从石油地质勘探的角度出发，以面积大于200平方公里的标准统计，则为29个。区内累计总面积为38202平方公里，占陆地面积的17.4%。各盆地编号、名称及基本数据详见表5-2-1。

该区陆上白垩—第三纪盆地的特点是数目多、面积小，多属残存盆地，分割性强，岩性、岩相及厚度变化大，火山活动频繁，盆地的形成和发展受区域构造格架和活动性断裂带的控制，不但在古坳陷区内有分布，在古隆起区上也有分布，呈星罗棋布状散布于全区各地。盆地基底复杂多变，基底岩系有自西向东由老变新的趋势。

粤西地区的盆地主要分布在吴川—四会大断裂的西侧，多沿一系列略呈雁行排列的北东—北东东向断裂带展布。基底岩系主要为下古生界。粤中区的盆地主要分布于珠江三角洲一

表 5-2-1　广东、海南省陆上白垩—第三纪盆地统计表

分区	编号	盆地名称	地质时代	残留面积(km^2)	方向／长×宽(km)	沉积厚度(m)	备　注
粤北	1	清　水	K_1	200	NE／28×8	1700	
	2	星　子	K_2—E	213	NE／25×8	2500～2700	
	3	坪　石	K_1—E	450	NE／30×15	2000	跨入湖南省,省内[1] 306km^2
	4	丹　霞	K_2—E	472	NE／23×21	974	K_2厚370m,E厚604m
	5	南　雄	K_2—E	1890	NE／134×16	2000～4000	跨入江西省,省内1210km^2
	6	贝　岭	K_2	590	NE／30×20	1040	
	7	灯　塔	K_1—E	1100	NE／60×17	1300～1820	K_1厚514m,K_2厚908m,E厚400m
粤东	8	河　源	K_2—E	860	NE／70×12	2000～4440	
	9	兴　宁	K_2—E	426	NW／45×10	3800～4000	
	10	平　远	K_2—E	417	NE-NWW／30×14	3500	跨入福建省,省内381km^2
	11	梅　县	K_2—E	220	NE／50×5	2680	
	12	五　华	K_2—E	342	NNE／60×6	2945	
	13	官草湖	K_1	277	NE／30×9	>885～1030	
	14	塘　厦	K_1	310	NW／30×11	1709	原定J_2,后改为K_1
粤中	15	东　莞	K_2—E	1670	EW-NEE／100×17	2370	
	16	新　会	K_2—E	1160	EW-NEE／90×12	>1500	K_2厚>1000m,E厚>570m
	17	龙　归	E	206	NE／46×5	800～1100	
	18	三　水	K_1—E	3375	NNE／110×30	4000～>4800	K厚1675m,E厚>3200m
	19	白　土	K_2	260	EW／45×5	650	
	20	苍　城	K_1—K_2	1040	NNE／95×11	2975	K_1厚1820m,K_2厚1155m
粤西	21	怀　集	K_2	820	NE／60×13	1700	
	22	罗　定	K_1—K_2	850	NE／60×14	3000～3200	K_1厚2915m,K_2厚270m
	23	茂　名	K_2—E	1500	NW／50×30	3600～4700	
雷琼	24	雷　琼	K—N	16200	NEE-EW／130×70+200×35	1000～>5000	
海南岛	25	定　安	K_2	592	NE／25×23	2145	
	26	琼　海	K_2	520	NE／37×14	1900	
	27	白　沙	K_1-K_2	1904	NE／100×19	800～3400	
	28	长　坡	K_2, N	218	NE／31×7	3060	K_2厚2145m,N厚915m
	29	莺歌海岸上	N—Q	980	SN—NW／133×7	200～590	N厚262m
总　计				39062			省内面积为38202km^2、省外面积为860km^2

注:省内是指在广东、海南省内。

带，以三水盆地为主体，基底岩系在凹陷地带，主要为上古生界，凸起地带主要为下古生界。盆地的形成和发展受北东、北西及东西向等多组构造断裂影响，为多组构造线交汇的地区，断陷盆地比较发育，如三水、东莞盆地。粤东地区的盆地主要发育在中生代早、中期地层和燕山期花岗岩基底之上，它们大多数沿北东向压性断裂构造带呈串珠状分布，由西向东，略平行地排列着河源—平远、塘厦—五华—梅县及丰顺官草湖等三条盆地分布带，其间部分盆地系兼受北西向断裂控制而形成的，如兴宁、平远、塘厦等盆地。粤北地区的盆地，多沿英德弧形构造带和南雄断裂带分布，受北西—东西—北东向的弧形构造带及北东向的南雄断裂带控制而形成，基底岩系主要由上古生界组成（见图 5–2–1）。

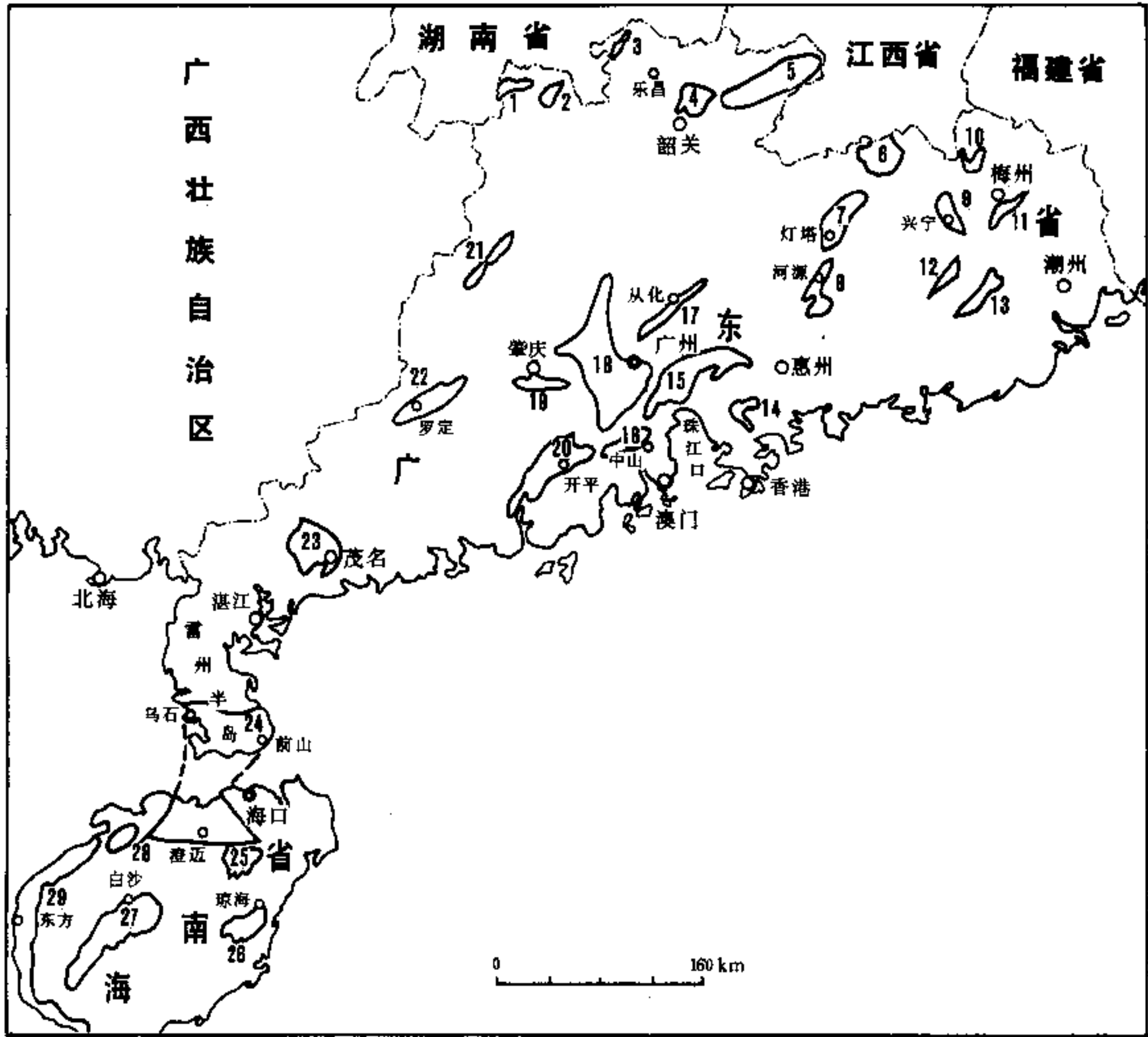


图 5–2–1　广东省、海南省陆地白垩—第三纪盆地分布图

图中 1～29 盆地名称与表 5–2–1 对应

二、盆地分类

按盆地的成因类型、展布方向、面积大小、沉积厚度、地质时代、含油气性及含油气远景综合评价结果等因素，可作如下不同分类。

1.按盆地成因类型分类

广东、海南省陆上盆地大部分属断陷型（箕状）盆地，少数为断坳型（地堑式、两翼向中心倾斜的）盆地，个别为山间型盆地，详见表 5-2-2。

表 5-2-2　广东、海南省陆上盆地按成因分类统计表

类　型	盆地名称及所在地区					数目
	粤　北	粤　东	粤　中	粤　西	海南岛	
断陷型	清水　星子　坪石 丹霞　南雄　灯塔	兴宁　梅县　平远 五华　官草湖 塘厦　河源	新会　龙归 白土　苍城	怀集　罗定 茂名	定安　琼海 白沙　长坡 莺歌海岸上	25
断坳型			三水　东莞	雷　琼		3
山间型	贝　岭					1

2.按盆地展布方向分类

属北东向展布的盆地有 20 个，占总数的 69%；属北西向的盆地有 5 个，占总数的 17.2%；属近东西—北东东向展布的盆地有 4 个，占总数的 13.8%。

这表明该区陆上的白垩—第三纪盆地主要受北东向的构造断裂控制而形成，其次是北西向及近东西向—北东东向，详见表 5-2-3。

表 5-2-3　按盆地展布方向分类统计表

盆地展布方向	盆地名称及所在地区					数目
	粤　北	粤　东	粤　中	粤　西	海南岛	
北东向	清水　星子　坪石 丹霞　南雄　贝岭 灯塔	河源　梅县 五华　官草湖	龙归　三水 苍城	怀集　罗定	定安　琼海 白沙　长坡	20
北西向		兴宁　平远 塘厦		茂　名	莺歌海 岸　上	5
近东西—北东东向			东莞　新会 白土	雷　琼		4

3.按盆地地质时代，面积大小和沉积岩厚度分类

按地质时代、盆地面积大小和沉积岩厚划分，可归纳为以下各类（见表 5-2-4）。

表 5-2-4　按地质时代盆地分类统计表

沉积厚度（m）		<1000			1000～2000			2000～3000		>3000			数目
地质时代		K	K～E	N～Q	K	K～E	E	K	K～E	K	K～E	K～N	
盆地面积（km²）	>2000										三水	雷琼	2
	1000～2000					灯塔 新会		苍城	东莞	白沙	南雄 茂名		7
	500～1000			莺歌海 岸上	贝岭 怀集 琼海			定安		罗定	河源		7
	200～500	白土	丹霞		清水 官草湖 塘厦		龙归		星子 坪石 梅县 五华		兴宁 平远	长坡	13
数目	按时代计	1	1	1	6	2	1	2	5	2	6	2	29
	合计	3			9			7		10			

从表中可以得出：

从地质时代上分，属白垩纪的盆地有 11 个，占总数的 38%；属白垩—第三纪的有 16 个，占总数的 55%；属第三纪的仅 2 个，占总数的 7%。表明本区陆上大多数盆地是由白垩—下第三系组成的，这类盆地的继承性较强，沉积厚度也较大，多在 2000 米以上。三水、雷琼、茂名等含油气盆地均属此类。

从盆地面积上分，1000 平方公里以下的占大多数，为 20 个，占总数的 69%；大于 1000 平方公里的为 9 个，占总数的 31%，其中面积在 2000 平方公里以上的，仅有雷琼和三水盆地两个，并且是该区陆上主要的含油气盆地。由此表明，盆地面积越大，加之沉积厚度也大，生油物质基础雄厚，更有利于油气生成和转化。

从沉积厚度上分，大多数盆地均在 1000 米以上，其中厚度大于 2000 米的共 17 个，占总数的 59%，这类盆地大部分是由白垩—第三系组成，少数为白垩系组成。沉积厚度在 2000 米以下的共 12 个，占总数的 41%，这类盆地，大部分为白垩系组成，少数为白垩—第三系或第三系组成。

4.按盆地含油气性分类

根据石油地质基础条件及过去调查勘探成果，可分为下列四类：

1）具有较好生油层，经勘探获油气流的有琼北福山凹陷、三水及茂名等三个盆地。

2）具有一般生油层，经勘探未获油气流的有粤中的东莞和龙归两个盆地，另外，雷州半岛南部地区也属于此类。

3）具有少量暗色泥质岩，但在区域上无实际含油意义的有粤北南雄，粤东兴宁、河源，粤中苍城等四个盆地。

4）全为红色地层组成，缺乏生油岩，暂时未发现具有含油性的盆地有粤北的清水、星子、坪石、丹霞、贝岭、灯塔，粤东的平远、梅县、五华、官草湖、塘厦，粤中的新会、白七，粤西的怀集、罗定，海南岛的定安、琼海、白沙、长坡、莺歌海岸上等 20 个盆地。

5.按含油气远景综合评价结果分类

根据盆地的岩相古地理环境、生储盖组合、构造、圈闭、保存及含油气性等条件，用比分法综合评价的初步结果，可分为下列三类：

Ⅰ类（比分在 80 分以上）：即有含油气远景的盆地，有琼北的福山凹陷和三水盆地。

Ⅱ类（比分在 50～80 分之间）：即含油气远景较差的盆地，有茂名盆地和雷南凹陷。

Ⅲ类（比分在 50 分以下）：即无含油气远景的盆地，除上列盆地外，其余 26 个盆地均属此类（见图 5-2-2）。

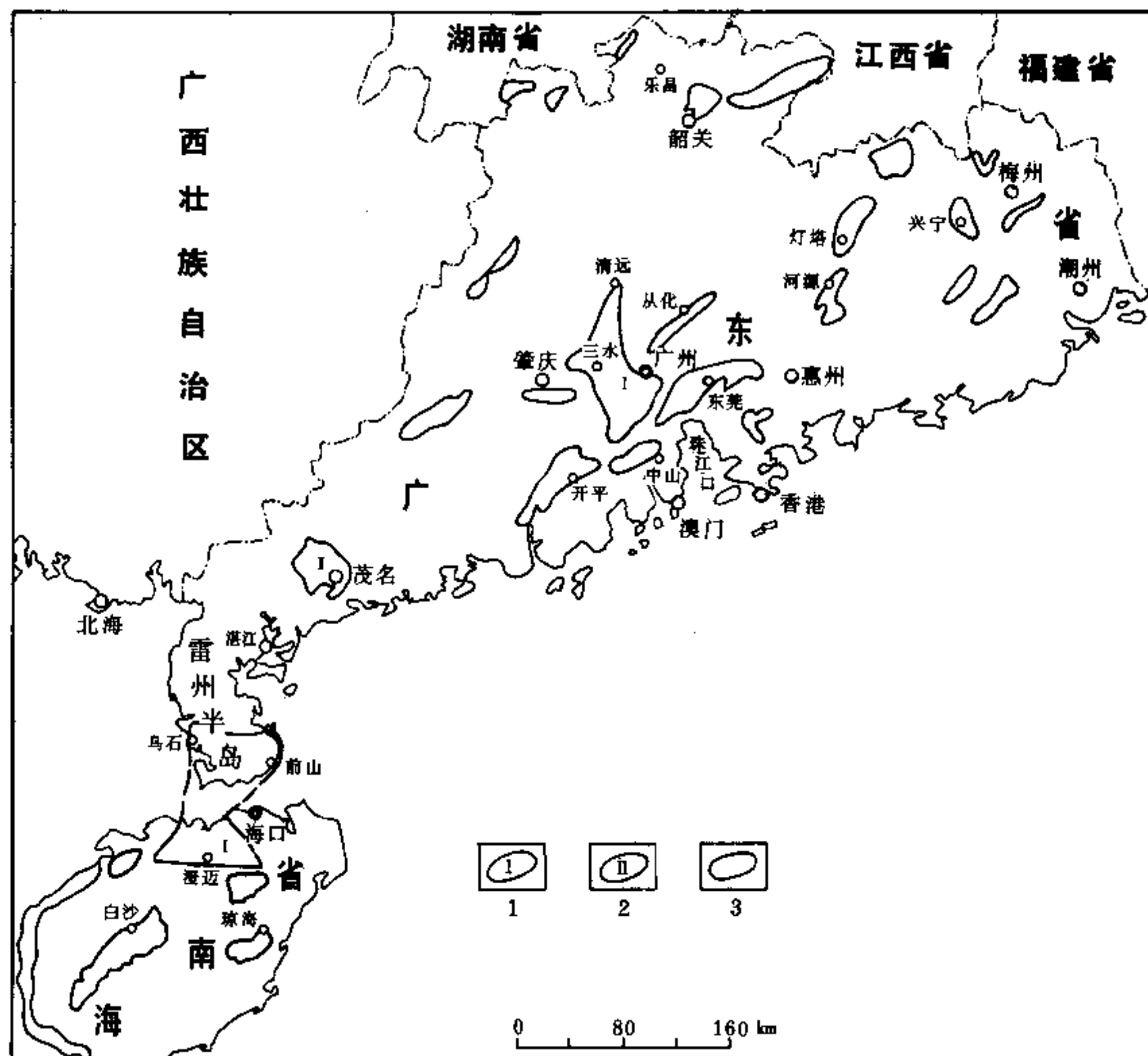


图 5-2-2 广东省、海南省陆地白垩—第三系盆地含油远景分类图

1—有远景盆地；2—远景较差盆地；3—无远景盆地

第三节 石油地质调查、勘探概况

本区陆上盆地的石油地质调查勘探工作，最早始于1905年，是对茂名盆地油页岩的调查。在1905～1945年这40年间，先后有老一辈的地质学家李四光、黄汲清、陈国达、冯景兰、谢家荣、朱夏、李学清、张席禔等在粤中、粤东、粤北等部分地区和京广沿线进行过不同比例尺的矿产调查、地质概查和大地构造测量等工作。在各项地质调查勘探工作中，也曾发现过油气显示。但是解放前的油气勘探作业是几乎没有的。建国后，党和国家十分重视该区燃料资源的调查勘探和开发。1954年，开展了对茂名盆地油页岩的全面调查勘探。继而，于1958年开始又先后组织了石油勘探队伍在沿海陆地开展石油及天然气调查勘探作业，其中主要参加者有地质部广东省地质局所属地质队、区测队、物探队、前广东省石油局、地质部中原物探大队、第四普查大队、第十二石油普查勘探大队（原七三五地质队）、石油工业部茂名石油公司地质勘探指挥部、南海石油勘探指挥部（现南海西部石油公司）等。使用的手段有地面地质（概查、普查、详查）、物探、化探、钻探、测试、试采及综合研究等，并于60年代初期首先在茂名盆地钻探中发现了油流。继而在70年代期间，于三水盆地及琼北福山凹陷也相继钻出了具有工业油气流的井，发现了三水盆地的宝月、竹山岗油气藏及琼北福山凹陷的博厚油藏，从而于70年代中—后期形成了一个蓬勃发展的勘探局面。80年代以来，进入了一个反复研究和技术攻关阶段。

截至1984年末统计，已先后完成了全区1：200000地面地质普查、1：200000航空磁测、1：100000雷琼、茂名及珠江三角洲地区的地面重、磁力测量；另外，三水和东莞盆地作了1：10000～1：50000重、磁力详查。在莺歌海沿岸、雷琼坳陷、茂名、东莞、龙归等地区进行了1：200000～1：100000（局部1：50000）电测深测量，并在雷琼、茂名、三水、龙归、东莞等盆地进行过地震勘探或地质调查工作。此外，还在茂名盆地进行过1：50000油页岩详探。在雷州半岛、茂名盆地还做过1：25000～1：100000放射性测量（见图5-2-3）。

随着调查勘探工作的展开，各单位都进行了大量综合研究工作，取得了一定的研究成果，对认识本区陆上盆地的石油地质条件和指导各时期的勘探工作起到了积极的作用。

该区陆上油气钻探的主要地区是在粤中珠江三角洲的三水、东莞、龙归、新会，粤西的茂名、雷琼等盆地以及莺歌海陆缘和岸边浅滩地带。截止1984年末，20多年来，在油气勘探中共钻井571口，总进尺539975米。在三水盆地、福山凹陷和茂名盆地三个地区获工业油井28口、天然气井5口、二氧化碳气井2口，累计总采油量为26865立方米、总采气量为626万立方米。

各主要沉积盆地各项调查勘探完成工作量及各含油气盆地逐年勘探工作量详见表5-2-5和表5-2-6。

该区陆上许多白垩—第三纪沉积盆地经过各单位程度不一的调查勘探。在勘探程度比较高的盆地，如茂名、三水盆地和琼北福山凹陷，虽已于下第三系一些局部构造及断块内发现了油气，而且形成一定产能，但总的来看，勘探效果不够理想，到目前为止还没有找到一个具有相当工业规模的油田。这除了在客观上沉积盆地大多属红层盆地，缺乏含油性，而极少数含油气盆地的有效勘探面积不大，且断裂发育、岩浆喷发活动强烈、地质条件复杂，造成勘探上的局限性外，在勘探手段上，有些方法和质量还未过关（如地震方

法），技术条件不足，各类局部构造和圈闭情况不清等因素使勘探工作的成效和进展受到一定影响，有待今后进一步加以解决。

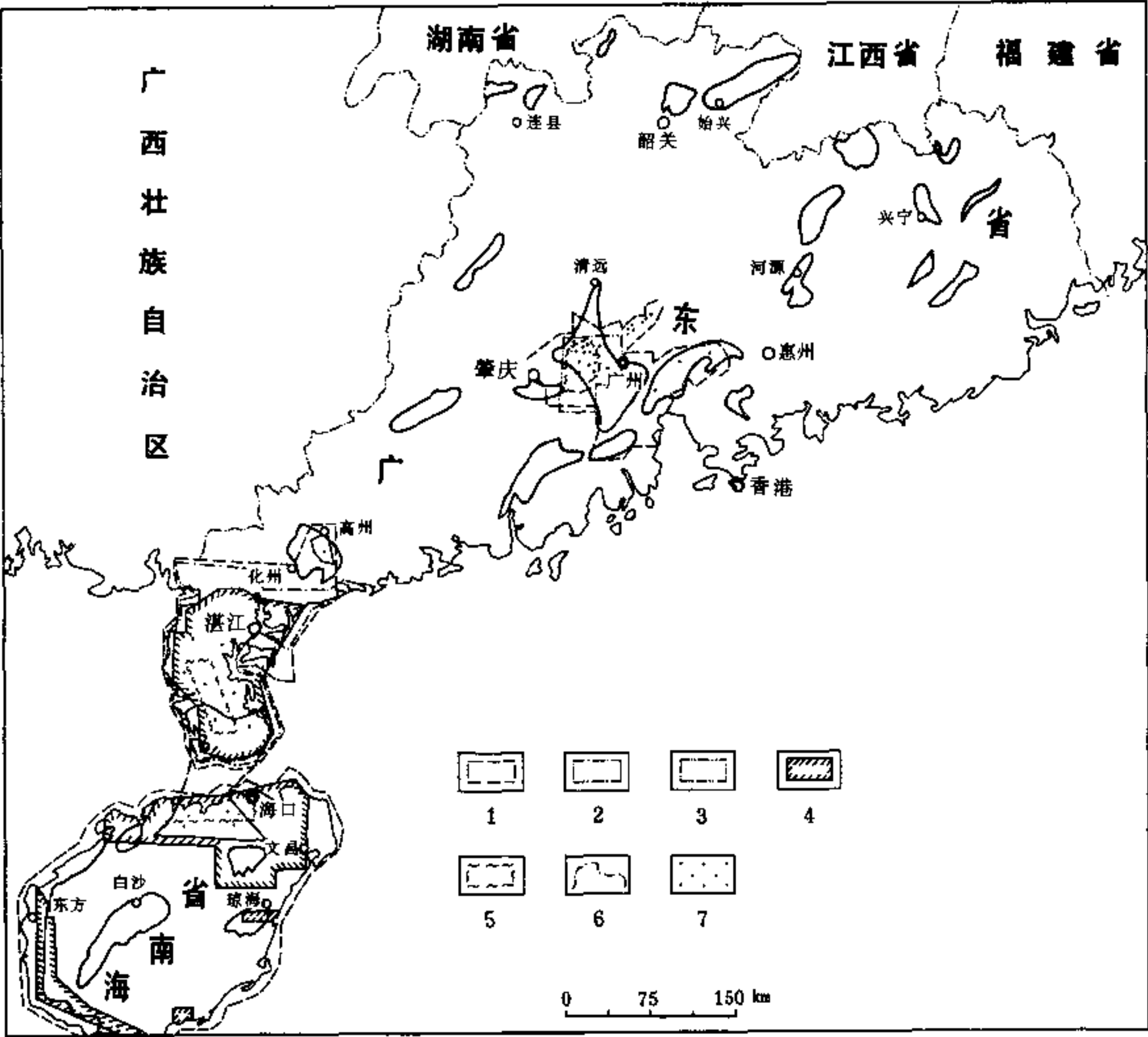


图 5-2-3　广东、海南省陆地石油勘探程度略图

1—1∶100000 磁测区；2—1∶200000 石油地质调查区；3—1∶50000 石油地质详查区；4—电测深调查区；5—地震调查区；6—1∶200000 地质概查区；7—油气钻探区

表 5-2-5　广东、海南省陆上主要沉积盆地油气调查勘探工作量统计表

<table>
<tr><th colspan="2">项　目 ＼ 盆地名称</th><th>莺歌海岸上</th><th>福山</th><th>雷州半岛</th><th>茂　名</th><th>三　水</th><th>东　莞</th><th>龙　归</th><th>新　会</th></tr>
<tr><td colspan="2">盆地面积　(km^2)</td><td>980</td><td>2000</td><td>13700</td><td>1500</td><td>3375</td><td>1670</td><td>206</td><td>1160</td></tr>
<tr><td colspan="2">有效勘探面积　(km^2)</td><td></td><td>1800</td><td></td><td>400</td><td>1000</td><td></td><td>86</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">地面地质 (km^2)</td><td>1：50万</td><td></td><td>2697</td><td></td><td>12115</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1：20万</td><td>全区</td><td>全区</td><td>全区</td><td>全盆地</td><td>全盆地</td><td>全盆地</td><td>全盆地</td><td>全盆地</td></tr>
<tr><td>1：10万</td><td colspan="5">1397</td><td>全盆地</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1：5万</td><td></td><td></td><td colspan="2">1703</td><td>1166</td><td>450</td><td>450</td><td></td></tr>
<tr><td>1：1万</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>850</td><td>850</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">1：20万航磁　(km^2)</td><td>全区</td><td>全区</td><td>全区</td><td>全盆地</td><td>全盆地</td><td>全盆地</td><td>全盆地</td><td>全盆地</td></tr>
<tr><td rowspan="2">重磁 (km^2)</td><td>1：10万</td><td>全区</td><td>全区</td><td>全区</td><td>盆地北部</td><td>1000</td><td>3257</td><td>700</td><td>6223</td></tr>
<tr><td>1：10～1：5万</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>3876</td><td>228</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">电测深 (km^2)</td><td>1：20万</td><td colspan="4">10100</td><td>一条测线</td><td>790</td><td>790</td><td></td></tr>
<tr><td>1：10～1：5万</td><td colspan="3">320</td><td>盆地北部</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">地震测线　(km^2)</td><td>230</td><td>1029.5</td><td>局部地区</td><td>627.7</td><td>1749.4</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">钻探井数　(口)</td><td>18</td><td>43</td><td>67</td><td>217</td><td>186</td><td>7</td><td>32</td><td>1</td></tr>
<tr><td colspan="2">总进尺　(m)</td><td>2153.5</td><td>99728.7</td><td>71472.6</td><td>89902.5</td><td>248744.8</td><td>5899</td><td>21074</td><td>1000.4</td></tr>
<tr><td colspan="2">见油气井数(口)</td><td></td><td>8</td><td></td><td>6</td><td>37</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">工业油流井(口)</td><td></td><td>4</td><td></td><td>2</td><td>22</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">工业气流井(口)</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>5</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">二氧化碳气井(口)</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>2</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">总采油量　(m^3)</td><td></td><td>1945</td><td></td><td>1838</td><td>23082</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">总采气量　(10^4m^3)</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>626</td><td></td><td></td><td></td></tr>
</table>

表 5-2-6 广东、海南省陆上含油气盆地年勘探工作量统计表

盆地 / 项目 / 年份	茂名				福山				三水			
	钻井数(口)	总进尺(m)	采油量(m^3)	地震(km)	钻井数(口)	总进尺(m)	采油量(m^3)	地震(km)	钻井数(口)	总进尺(m)	采油量(m^3)	地震(km)
1960~1965	59	4949.9	10.99	10				72				
1966~1968		16426.25	43.0									
1969		5518.75										
1970												
1971		6735.55	52.76	142.6					5	4611.46		17
1972	158	17032.82	469.12	135.0					9	14991.54		17.6
1973		14310.04	166.66	167.6					6	13497.97		38.7
1974		14708.04	359.17	148.5	5	4812.23			19	21166.6	164.8	26.2
1975		7335.52	504.33	24.0	1	3232.0			24	26349.58	150.67	146.4
1976		2885.59	232.08		2	5462.78		46.1	23	25586.42	918.79	403.1
1977					4	11895.04		245.7	29	35541.96	787.99	297
1978					13	33069.06	133.95	408.6	22	33330.47	4317.27	275.7
1979					10	25069.75		203.7	25	36742.29	1728.73	291.5
1980					8	16187.85	253.97	53.8	15	21699.68	1776.94	133.2
1981							520.02		4	8439.14	4150.0	102.5
1982							288.7		2	2813.23	4334.8	
1983							325.02		1	1410	2358	
1984							161.42		2	2564.42	2394	
合 计	217	89902.5	1838.1	627.7	43	99728.7	1945.4	1029.9	186	248744.8	23082	1749.4

第三章 三 水 盆 地

第一节 概 况

三水盆地位于广东省珠江三角洲的西北部，地势北高南低，水网、河流广布，广州—三水铁路横穿盆地中部，公路纵横交错，水陆交通均很方便。气候温热多雨，生物繁茂。地跨三水、南海、顺德诸县和广州、佛山两市，工农商学各业十分发达，对外经济活跃，但燃料及能源较为缺乏。所以，开展油气勘探的意义尤为重要。

在粤中地区的六个中、新生代沉积盆地中，三水盆地是最大的一个。北起清远县城，南至南海县九江及顺德县城与容奇镇之间，东南部至番禺县屏山一带和东莞盆地相毗邻，西抵高要县的广利、永安，东达广州黄埔港。盆地中白垩—下第三系沉积残存面积为3375平方公里。因盆地周围主要生、储油层裸露地表，有效勘探面积约为1000平方公里。从北而南呈近南北向转北西—南东向展布，主体为不规则的菱形。由于北东向和东西向构造的共同作用，控制了盆地的外形轮廓和白垩—下第三系的沉积（图5—3—1）。

从区域上看，晚古生代时期，粤中坳陷的凹陷区内广泛分布着上古生界的滨海、浅海相沉积。三水盆地处于上古生界坳陷区的边缘沉降幅度较大的负向构造带上，是一个在古生界褶皱基底之上发育起来的白垩—下第三系断坳沉积盆地。而中生界三叠系多零星出露于盆地的西南部外围。盆地南北两端见有燕山期花岗岩，在盆地内部南北向也展布和隐伏着一些第三系火山岩体。

据地面地质调查和部分物探资料，中部东西向的广州—三水断裂将盆地分割成南北两部分。北部相对下降，勘探程度较高；南部抬起，油气显示较差，并多为三角洲水网区，开展勘探尚有一定的困难。

自1971年开始钻探以来，至1984年底，共钻井186口（包括浅探井81口）。其中盆地西北部宝月—竹山岗以及邻区完钻井中，深井（井深大于1800米）71口，浅井（井深小于1200米）32口，合计为103口，获油井18口、天然气井5口、CO_2气井1口。盆地东北部沙头圩—马头岭地区钻中深井（井深1200～3200米）26口、浅井17口，合计43口，获油井4口、CO_2气井1口。盆地南部完钻中、深井8口、浅井32口，合计为40口，油气显示较差。全盆地至今已获得油井22口、天然气井5口、CO_2气井2口（表5—3—1）。

1975年～1980年底，原南海石油勘探指挥部（现南海西部石油公司）第二勘探大队，在盆地北部宝月—马头岭二级构造带上完钻中、深井62口，浅井5口，总进尺为86352.52米。并在52口井间断取芯，进尺1021.97米，获岩芯长749.93米，平均收获率73.2%。有761层段见油气显示，对油气显示较好的40口井下了套管，已试油39口，计98层，压裂15口井22层次，酸化18口井25层次，获得油井12口、天然气井5口、CO_2气井1口。至1984年底，共采油14305.1立方米，采气626.1万立方米。基本上控制了宝月背斜及竹山岗断块构造的含油气面积和掌握了油气聚集的一般规律。

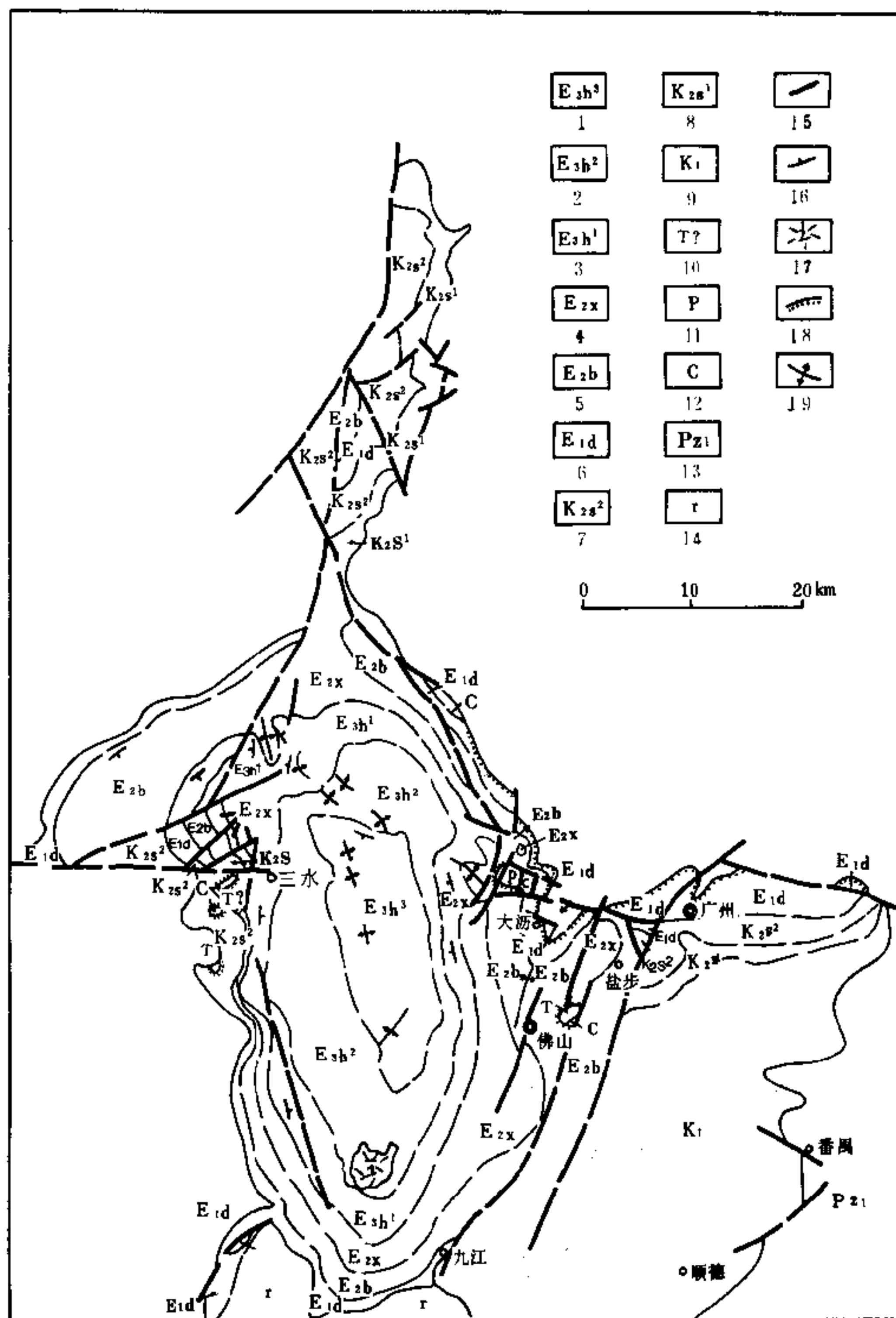


图 5—3—1　三水盆地地质略图

1—华涌组三段；2—华涌组二段；3—华涌组一段；4—西埗组；5—埗心组；6—大塱山组；7—三水组二段；8—三水组一段；9—白鹤洞组；10—三叠系；11—二叠系；12—石炭系；13—下古生界；14—花岗岩；15—断层；16—示意性地层产状；17—粗面岩；18—不整合；19—背斜

表 5-3-1　三水盆地 1971～1984 年完钻井汇总表

完钻层位 \ 井号 \ 地区	盆地西北部（宝月、竹山岗以及邻区）	盆地东北部（沙头圩—马头岭）	盆地南部（广三断裂以南）	完钻井数（口）
华涌组 (E_3h)		水 33、44、50	水 1、2、3、15、24、31、36、66	11
西埇组 (E_2x)	水 23、32、45、47		水 19、59	6
埇心组三段 (E_2b^3)	水 12、20、25、27、28、29、49、52、35、南 30、宝 2	水 51、11、58	水 46、54	16
埇心组二段 (E_2b^2)	水 8、16、18、34、40、62，水深 19、33、34,南 3、5、6、7、9、10、13、14、18、19、20、21、23、24、25、26、28、29、31、35、36,宝 1、4、5、7、8、22,竹 1-1、1-2、2-1、2-2、2-3、3-1、3-2、4-1、4-2、5-1、6-2	水 37、60 水深 7、9、11 南 32	水深 8	54
埇心组一段 (E_2b^1)	水 43、56、61、63、64、65、67、69、70,水深 3、13、14、15、17、32、36、43、44,南 1、2、8、11、27、宝 3、11、12、16、19、21、23	综 1、2 水深 24 南浅 2	水 10、54、74 水深 42	38
大塱山组 (E_1d)	水 21、26、 水深 6、10、12、31	水 13、14 水基 1 水深 2、16、18、20 南 15、33、40,南浅 1、6	水 38、39、68 水深 29、30	23
白垩系 (K)	水 4[illegible]，水深 5、37， 南深 1		水 4、5、6、7、9、17、22、42、48、53、71、72、73、水深 38、46	19
三叠系 (T)		水深 23、39、南 16、22、39、南深 2,南浅 3		7
二叠-石炭系 (P-C)	水深 1	水深 21、22、26、28、40,水 55 南 4、17	水 30 水深 4、41	12
累　计	南油二大队：中、深井 62 口；浅井 5 口；油井 12 口；气井 5 口；CO_2 气井 1 口	省地质局 735 队等：中、深井 43	浅井 76 口；油井 10 口	CO_2 气井 1 口
总　计	103 口 （中、深井 71 口,浅井 32 口）	43 口 （中、深井 26 口，浅井 17 口）	40 口 （中、深井 8 口，浅井 32 口）	186 口(浅井 81 口)

第二节 勘探简史

三水盆地与油气勘探有关的地质调查工作开始于1958年，先后有十多个单位开展过区测、物探、矿产地质、水文地质和油气勘探。至1974年10月，广东省地质局735地质队（现为地质矿产部第十二普查勘探大队）完成了盆地1：10万及1：5万的地面地质填图，开展了全盆地1：20万重、磁力测量和盆地北部的地震试验与试生产，并动用大、中、小钻机6部在盆地北部进行钻探。在盆地西北部宝月构造上的水16井坳心组二段首先获得了油气流，日产油7.6立方米、气3111立方米。这一成果的取得对加强三水盆地的石油勘探起到了推动作用（图5-3-2）。

为了加速三水盆地油气勘探的步伐，1974年10月，广东省石油地质勘探工作会议（佛山会议）决定，要南海石油勘探指挥部调出队伍到三水盆地，进行勘探和采油工作。先在宝月地区开展工作，并选择马头岭、华平或在普查中发现的有利地区进行钻探和开采。同年11月，南方石油、天然气地质普查勘探座谈会（广州会议）之后，南海石油勘探指挥部于1974年底，先后组织了4个中、深钻井队，一个浅钻队，一个大钻井队，两个试采队及后勤人员，人数最多时达800余人，到三水盆地开展工作。1975年，两个地震队分别在宝月及马头岭地区进行地震试验攻关，次年初转往海南岛。及至1980年时，南海石油勘探指挥部在三水盆地的勘探力量为两部中、深钻，两个试采队，对竹山岗油气田进行详探和试采，基本上将宝月和竹山岗两块含油气面积连成一片，初步计算了油气地质储量和经济效果，并且了解了马头岭地区地层沉积特征、构造情况与油气分布。对盆地北部宝月—马头岭二级构造带上油组与小层划分对比、局部构造形态、断层分布和油气聚集规律等方面开展了综合研究。

关于三水盆地历年来所进行的与油气有关的地质勘探调查列简表说明，见表5-3-2。

表5-3-2 广东省三水盆地与油气有关的地质勘探调查简表

年度	单 位	项 目	工作地区	主要成果
1959	省地质局761队1分队	区域地质测量	粤中	1：20万地质图 1：20万区测报告
1959	佛山地质队、 江门地质局501队	油页岩、天然气	三水县西南四会县大沙一带	大沙大坑油页岩普查报告 三水坳心油页岩详查报告
1959	省燃料厅石油301队	1：10万重力测量	三水盆地	1：10万重力成果图
1959	省地质局,物探队	1：10万重磁力测量	三水盆地	1：10万重,磁力成果图
1959	省燃料厅	1：20万重力测量	三水盆地	1：20万重力成果图
1960	广东省石油工业局104队	石油普查	三水盆地	三水盆地地质普查初步总结报告
1960	省地质局714队	油页岩普查	南海县盐步	南海盐步含油页岩矿区普查报告
1965	地质部四普广东综合研究队	1：20万石油天然气普查	三水盆地	三水,广州一带石油天然气地质概查报告

续表

年度	单　　位	项　　目	工作地区	主要成果
1971	省地质局物探队	1∶20 万电测深	三水盆地	1∶20 万电测深剖面平面图
1971	省地质局物探队	1∶10 万重力	三水盆地	1∶10 万重力成果图
1972	省地质局佛山地质队	石膏勘探	三水县河口、大塱山	三水河口、大塱山石膏矿勘探报告
1971～1974	省地质局 735 队（地矿部十二普）	油气普查勘探	三水盆地	1∶5 万地质图,地震和重磁力测量,全盆地普查钻探,宝月见油气
1975～1981	省地质局 735 队南油二大队佛山地区采油队	石油、天然气普查、勘探	三水盆地	全盆地油气普查及物探盆地北部宝月—马头岭地区钻探、试油。宝月及竹山岗油气田详探与试采

1981 年初，由于海上油气勘探的需要，南海石油勘探指挥部暂时停止在三水盆地钻探，仅有一个采油队在宝月及竹山岗地区进行油气开采。

原石油工业部南海石油勘探指挥部二大队勘探工作量、勘探成果统计表与说明见表 5–3–3。

表 5–3–3　原南海石油勘探指挥部二大队勘探工作量、勘探成果统计表与说明

完钻井数（口）	总进尺（m）	取　　芯				井壁取芯		下套管井数(口)	试油井数	试油层数	压裂层次	酸化层次
		井数	进尺(m)	岩芯长(m)	平均收获	井数	总颗数					
67	86352.52	52	1021.97	947.93	73.2%	32	437	40	39 口	98	15 口井 22 层次	18 口井 25 层次
见油气显示井数	油气显示总层段数	试油获油流井数		工业油井		天然气井井数		CO_2 气井井数	干井及试油为水层的井数			
67 口	761	4 口(宝 7、南 4、南 15、I–1)		12 口(宝 3、南 2、18、26、28、29、30、35、2–1、2–2、3–1、4–2)		5 口(宝 1、21,南 1、20,5–1)		1 口(南 7)	17 口			

油井按日产量统计(井数)				气井按日产量统计(井数)			
0.001～1 (m^3)	1～5 (m^3)	5～10 (m^3)	＞10 (m^3)	1～1000 (m^3)	1000～5000 (m^3)	5000～10000 (m^3)	＞10000 (m^3)
4	10						5 口

盆地北部宝月—马头岭构造带及其邻区初步已知的局部构造			
局部构造数	已钻个数	见油气显示的	有油气流的局部构造名称
12 个	10 个(紫竹岗仅钻 2 口浅井)	10 个	宝月背斜构造、竹山岗断块、小埗鼻状构造、沙头圩背斜、石头鼻状构造、大榄东断块

说明	
说明	1.地质矿产部十二普等外单位 1980 年以后的钻探及试采物探等资料未能收集纳入； 2.我单位 1978～1984 年底，共有 16 口井试采，累计产气 626.1 万 m^3； 3.宝月背斜构造上的 3 口气井，含气面积 0.56km^2，资源量近千万 m^3；含油面积仅宝 3 井。竹山岗含气面积 1.28km^2，资源量为几千万 m^3；含油面积 1.32km^2，资源量为十万 t； 4.下第三系埗心组一、二、三段为生油层，以埗二段为主。其中埗一段生油岩厚度 103.8m、生油岩体积 3.19km^3、埗二段生油岩厚度 250～350m，体积 111.63km^3，埗三段生油岩厚度 100～150m、体积 89.35km^3，总生油量 5.95 亿 t。主要储油、气层为埗三段，其次为大塱山组、埗二段及西埗组底部砂岩

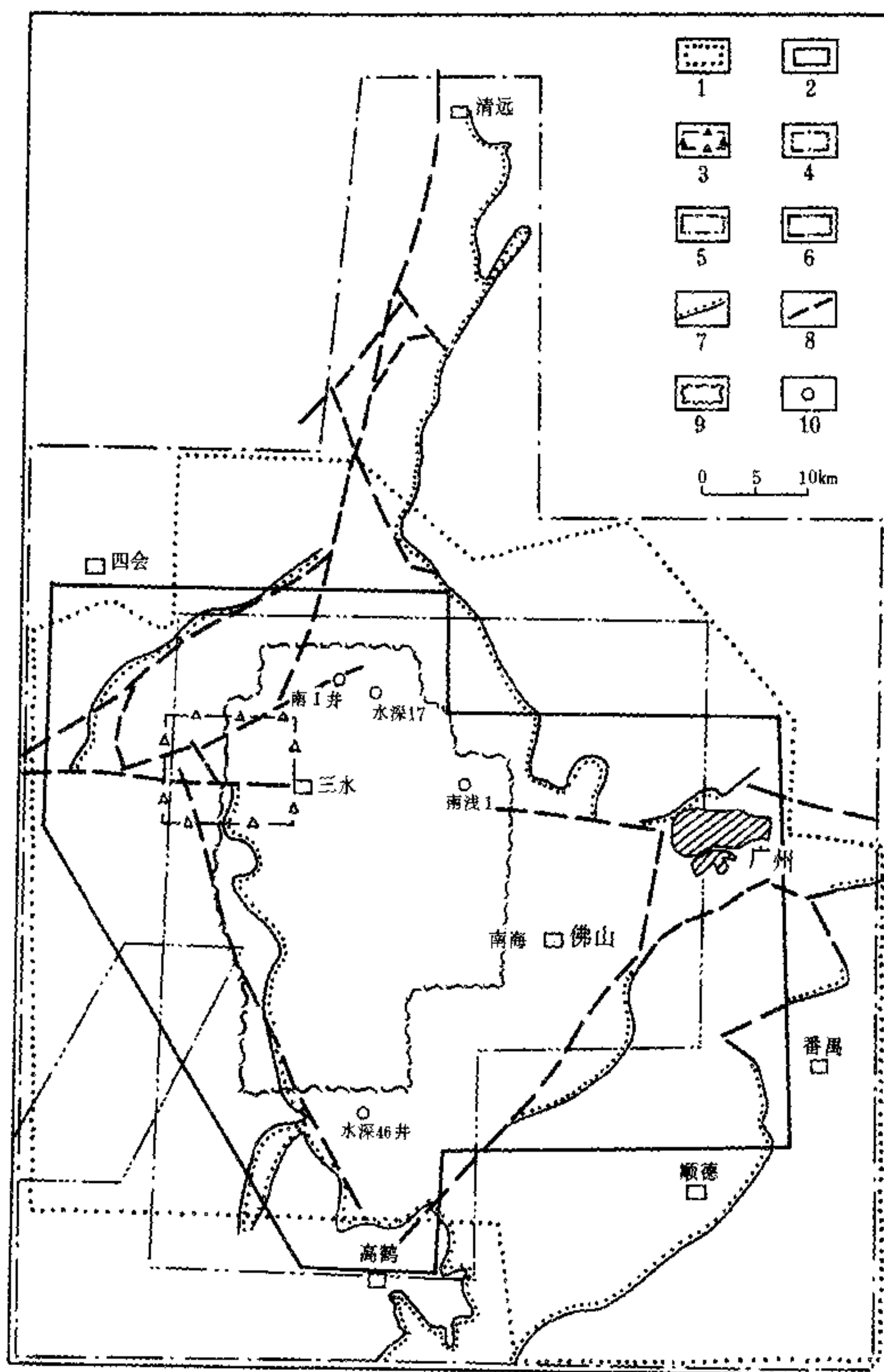


图 5-3-2　三水盆地勘探程度图

1—1：20 万重磁测量区；2—1：20 万地质调查区和 1：20 万航磁；3—1：20 万野外剖面区；4—1：20 石油地质调查区；5—1：10 万与 1：5 万石油地质详查区；6—1：20 万地质详查区；7—盆地界线；8—断层；9—地震勘探区；10—井位

第三节　地　　层

一、盆地基底

区域地质调查及部分钻井资料表明，三水盆地白垩—下第三系沉积的基底主要为上古生界石炭、二叠系浅海相碳酸盐岩与含煤砂、页岩及中生界三叠系内陆碎屑岩系，大片出露于盆地的东北部和西南部。外围局部地区露头见泥盆系呈北东向狭长展布。大体上显示出从西北到东南地层时代越来越新的趋势。这些老地层走向呈北东向，都已褶皱成线状背斜及宽阔的向斜带，地表上见到的多是一些残丘，而白垩—下第三系沉积地层从盆地中心向盆地边缘由新到老逐层呈同心环状展布。

盆地南部仅有三口井钻达石炭系，其西侧零星出露石炭、泥盆系；东侧大面积出露下白垩统地层与东莞盆地相邻。初步分析结果认为，盆地基底为石炭系。

盆地北部基岩较复杂，西侧的水深1井钻穿白垩系后直接进入石炭系石灰岩，边缘广泛出露下石炭统测水组与上白垩统或下第三系大塱山组呈断层接触，基底岩性单一。而东北部边缘出露有三叠、二叠、石炭及泥盆系，从完钻的43口井中，钻穿大塱山组进入二叠系的有7口井；钻达二叠、石炭系的有8口井。本区缺失白垩系地层。

迄今为止，井下所钻遇的石炭系，均属中、上统壶天群。盆地东北部潘边水深28井，在井深1564.8～1706.74米，已钻遇141.94米灰色泥晶、粉晶灰岩，产麦䗴、似仿锤䗴组合，有孔虫等，确定为上石炭统。

二叠系呈北东向条带状零星出露于盆地东北边缘。据岩性划分为下统阳新群和上统龙潭组。沙头圩—马头岭一带井下所见多属龙潭组。

下统阳新群(P_1ys)：上部为厚层状深灰色石灰岩夹碳质页岩薄层；下部为黑色碳质页岩夹灰色石灰岩薄层。厚150～200米。

上统龙潭组（P_2l）：下部以灰黑色粉砂岩及页岩为主，与阳新群石灰岩假整合接触；中部主要是深灰色砂岩夹页岩及煤层；上部以灰色薄层状粉砂岩为主，偶见石灰岩、泥灰岩透镜体，向上逐渐变成紫红色、灰绿色厚层状细砂岩、粉砂岩夹页岩，并具有一层厚3～5米的深绿色凝灰岩。累积最大厚度为840米。

总之，二叠系累计厚度1040米，含丰富的动植物化石并夹有8～14层煤层，形成盆地东北部重要的采煤区，经煤矿浅孔钻探证实，溶洞十分发育。

盆地外围西南部的周村及东北部的桃坑一带，成片出露三叠系上统华岭组（或小坪组），主要为灰白色砂砾岩、砂岩夹灰黑色泥质及炭质页岩，产植物化石。累计最大厚度在1902米以上。

二、白垩—下第三系

盆地内白垩系及下第三系属内陆湖盆沉积，累计厚度在5500米左右。根据岩性、岩相及古生物特征，初步划分为下白垩统白鹤洞组、上白垩统三水组、下第三系古新统大塱山组、始新统㘵心组、西㘵组及渐新统华涌组六个地层单元（见图5-3-3）。

1.中生界白垩系

系	统	组	段	代号	剖面	厚度(m)	岩性综述	指相化石	水退← 水进→
下第三系	渐新统	华涌组	三段	Esh		185~342	浅紫色、棕红色砂砾岩、粉、细砂岩夹钙质泥岩	陆相淡水鱼	
			二段			163~738	紫红、杂色砂砾岩、粉细砂岩与火山碎屑岩、玄武岩、粗面岩等互层，夹棕红色砂质泥岩	淡水鱼等	
			一段			267~500	紫红色砂砾岩与棕红色粉、细砂岩互层夹杂色砂质泥岩	淡水鱼等	
	始新统	西埗组	二段	E_2x		87~364	棕红、紫红色粉砂岩、砂岩、砾状砂岩和钙质泥岩，砂岩交错层理发育	淡水鱼等 陆相化石	
			一段			57—329	灰、棕褐色钙质泥岩夹砂岩	淡水鱼等	
		埗心组	三段	E_2b		292~565	深灰色泥岩，钙质泥岩与灰色砂岩互层，局部夹有凝灰岩。砂岩含油气，分四个油组，其中 $Ⅲ_2$－$Ⅳ^1$ 为主力油气层	有孔虫（少量） 鲤科淡水鱼等	
			二段			240~470	上部深灰、灰黑色泥岩、页岩、泥灰岩夹灰岩，下部深灰色泥岩夹粉细砂岩薄层，为Ⅴ油组。东北部缝洞含油	有孔虫、虫管等 鲤科鱼类等	
			一段			90~270	深灰、灰、褐棕色钙质泥岩、细粉砂岩，具交错层理，含石膏团块，向上暗色泥岩增多	钙藻、淡水鱼	
	古新	大塱山		E_1d		76-498	棕灰、棕红色砂砾岩为主，东北部为钙质砾岩		
白垩系	上统	三水组	二段	K_2s		大于550	暗紫、棕红色砂岩、砾岩夹钙质泥岩，含团块状石膏夹玄武岩。下部较粗，向上呈泥灰岩夹砂岩，并夹1～4层玄武岩，泥灰岩裂隙面上具少量沥青、稠油	恐龙蛋、陆相介形虫、轮藻、孢粉	
			一段			大于600	暗紫红色厚层状砂岩、砾岩夹粉砂岩、含石膏薄层，向上呈粉砂岩夹青灰色薄层泥灰岩及石膏薄层		
	下统	白鹤洞组	二段	K_1b		大于734	灰色泥灰岩、棕色粉砂岩、含砾砂岩，普遍含石膏		
			一段			大于65	灰白色、黄褐、棕褐色砂砾岩夹粉、细砂岩、薄层砂泥岩		
前白垩系							砂岩或石灰岩		

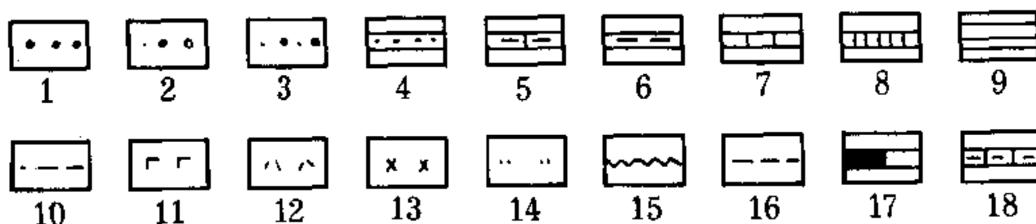


图 5-3-3 三水盆地白垩—下第三系综合柱状图

1—砾岩；2—砂、砾岩；3—砾状砂岩；4—砂岩；5—钙质泥岩；6—泥岩；7—石灰岩；8—石膏；9—页岩；10—砂质泥岩；11—凝灰岩；12—粗面岩；13—玄武岩；14—粉砂岩；15—不整合；16—假整合；17—油层；18—泥质灰岩

(1) 下白垩统白鹤洞组 (K_1b)　大面积出露于盆地东南部顺德县城、平洲和广州一带，另外北部与西部也有零星出露。根据岩性分为两段：下部 (K_1b^a) 为灰白、黄褐色砂砾岩、砾岩，夹少量紫红色薄层粉砂岩，局部热液蚀变较强，质地坚硬，厚度大于65米，与下伏地层呈角度不整合；上部 (K_1b^b) 见于平洲以南、白鹤洞一带，为灰色泥灰岩与棕色粉砂岩、含砾砂岩，普遍含石膏，顶部为厚53～78米的深灰色泥灰岩，含石膏及少量鳉鲃类化石。厚度大于743米。本组累计厚度大于808米。

(2) 上白垩统三水组 (K_2s)　在广州、石围塘一带以及盆地北部清远、石角地区发育较全。根据沉积韵律和岩性特征自下而上将其划分为两个段：

一段 (K_2s^1)：细分出两个岩性小段，主要为暗紫红色砂、砾岩夹棕红色粉、细砂岩、向上变细呈粉砂岩夹青灰色薄层泥灰岩并含多层厚0.2～5厘米的石膏层。砂、砾岩成分多为石英、花岗岩块。与下伏地层假整合接触。厚度大于600米。

二段 (K_2s^2)：棕红色砂岩、砾岩夹灰质泥岩，含团块状石膏，夹玄武岩。下部较粗、向上呈泥灰岩夹砂岩，并含有1～4层玄武岩薄层。在三水县河口等地区，于泥灰岩裂隙面上见少量沥青和稠油，含介形虫及轮藻类化石。厚度大于550米。

三水组累计厚度在1150米以上，西北部宝月地区水深1井钻厚1083.8米，未见油气显示，河口水7井含稠油迹。

白垩系累计厚度大于1953米。

白垩纪早期地形起伏高差显著，剥蚀强烈，堆积迅速，岩性及厚度变化较大，为河流—滨湖相碎屑岩堆积，并发生了第一期火山喷发，主要是流纹岩、火山碎屑岩类，以后出现了弱氧化环境，沉积了浅湖深色砂、泥岩，泥灰岩和薄层石灰岩。晚白垩纪地形逐渐准平原化，湖水泛滥，边缘形成超覆式沉积。在石围塘一带发生了第二期火山活动，喷发在四次以上，主要为玄武岩。白垩纪的沉积主要在盆地的西部和南部的低凹地区，东北部则无沉积。

2.下第三系

(1) 古新统大塱山组 (E_1d)　大塱山组主要出露在盆地北部边缘的佛山、三水河口及广州西北部。它常不整合于白垩系之上，属河流相粗碎屑岩沉积。盆地北部东西两侧古地理环境不同。西部主要为红色岩组，以棕灰、棕红色砂、砾岩为主，局部夹浅灰和紫红色砂岩，由盆地边缘向盆地中心岩性变细；东部沙头圩、马头岭一带为灰色灰岩质砾岩类岩石、主要由浅灰色厚层状灰岩质砾岩，间夹少量暗紫色含砾、泥质粉砂岩、砂质泥岩薄层组成。在灰岩质砾岩中，钻井时普遍钻遇溶洞，洞高一般0.5～1.5米，充填物部分具油迹、油斑，小榄水深6井于该组上部1415～1419.4米、1438.2～1466米井段经裸眼酸化后，测试最高日产原油1.15～3.3立方米。

该组在盆地中心与白垩纪可能为整合接触，盆地东部则不整合于三叠及石炭—二叠系地层之上，厚度为76～498米，由西北向东南增厚。岩性与厚度变化之大，反映出基底起伏、物源各异，并由西向东呈带状分布。

(2) 始新统坤心组 (E_2b)　坤心组是盆地主要的生、储油层段，油气显示普遍、层次较多，具有良好的生、储、盖组合条件，分布面积约1600平方公里。其中有利于生油的暗色泥岩类分布面积约1400平方公里，埋藏深度大于500米的范围有810平方公里，地层厚度普遍在200米以上（见图5–3–4）。

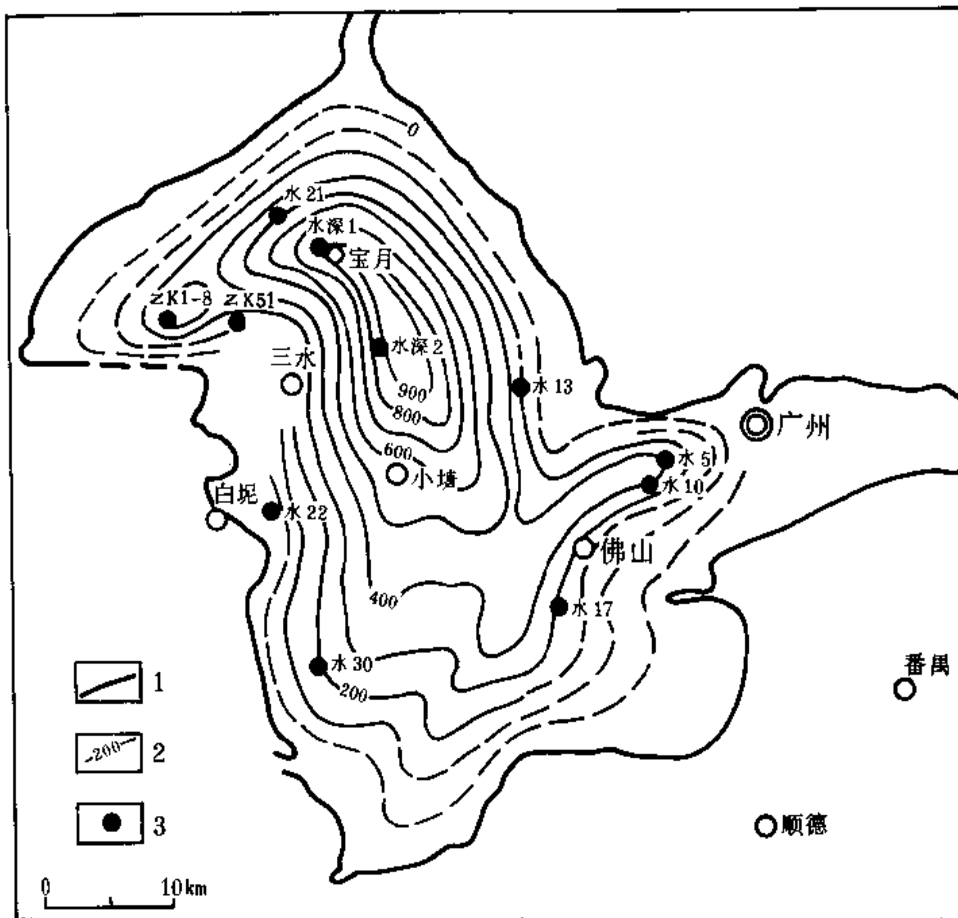


图 5-3-4 三水盆地[illegible]等厚图

1—盆地边界;2—等厚[illegible]

根据沉积特征和含油气情况，由下而上划分为三个岩性段。

埗心组一段 (E_2b^1)：广泛出露于盆地北半部西侧及南部，为一套浅湖相的棕褐、灰褐色、灰色砂质与钙质泥岩和少量褐灰色含钙质粉、细砂岩夹薄层膏盐。向上紫红色含膏泥岩减少，而暗色泥岩增多，其上部灰色泥岩约占 45%以上。在盆地东部沉积间断或缺失。含介形虫、轮藻类化石。西北部厚约 270 米，向东南减薄至 90 米左右。油气显示极差。

埗心组二段 (E_2b^2)：为主要生油岩，分布在盆地中部，呈环状出露。为一套半深—深水湖相暗色泥岩沉积。大体上有两种类型的岩性：

①盆地西北部，深灰色钙质泥岩夹浅灰色钙质粉砂岩，上部暗色泥岩厚 120～170 米，仅夹少量薄层粉砂岩；下部则为灰黑、深灰色钙质泥岩与 3～4 个小层钙质粉、细砂岩互层。砂岩多具油迹、油斑，定名为V油组，局部构造高部位经压裂酸化后可获少量油。钻厚一般为 60～90 米。

②东北部则以深灰色钙质泥岩、页岩与褐灰色泥灰岩、石灰岩互层。石灰岩及泥灰岩较集中于中、下部，累计厚度为 66～75 米，单层最大厚度为 16 米，主要为裂缝、晶洞含油。总厚 240～320 米。

上述两种岩类，虽然岩性、岩相不同，但均属于深灰色岩类范畴，产大量介形虫、轮

藻、鱼及腹足类化石，普遍含黄铁矿，属还原环境的产物。

根据广东省地质局735队古生物化石鉴定结果认为，东北部的坳二段碳酸盐岩中，发现有孔虫、虫管、半咸水介形虫，说明不是单纯的淡水湖盆沉积，有海相或过渡相的环境交替。

此期主要有两个沉降中心，一个在南边至宝月一带，另一个在华涌附近，厚度在300～470米。南边至宝月地区沉降中心与沉积中心有一致性，而华涌一带则二者不吻合，沉积中心则偏在沙头圩，以泥灰岩类为主。这时湖盆扩展，范围比现今要大的多。

坳心组三段（E_2b^3）：主要为灰、浅灰、褐灰色钙质粉细砂岩与深灰、灰黑色含钙质泥岩互层。根据砂岩层分布特征及其含油气情况，由上而下划分出四个油组，其中Ⅲ$_2$油组下部及Ⅳ油组顶部具有灰白色含砾砂岩、砂质砾岩沉积。此时沉积中心稍由北向南迁移，地层由西向东减薄，属浅湖—滨湖相沉积。在湖盆西侧永安圩一带推测有主河道(如图5-3-5)、

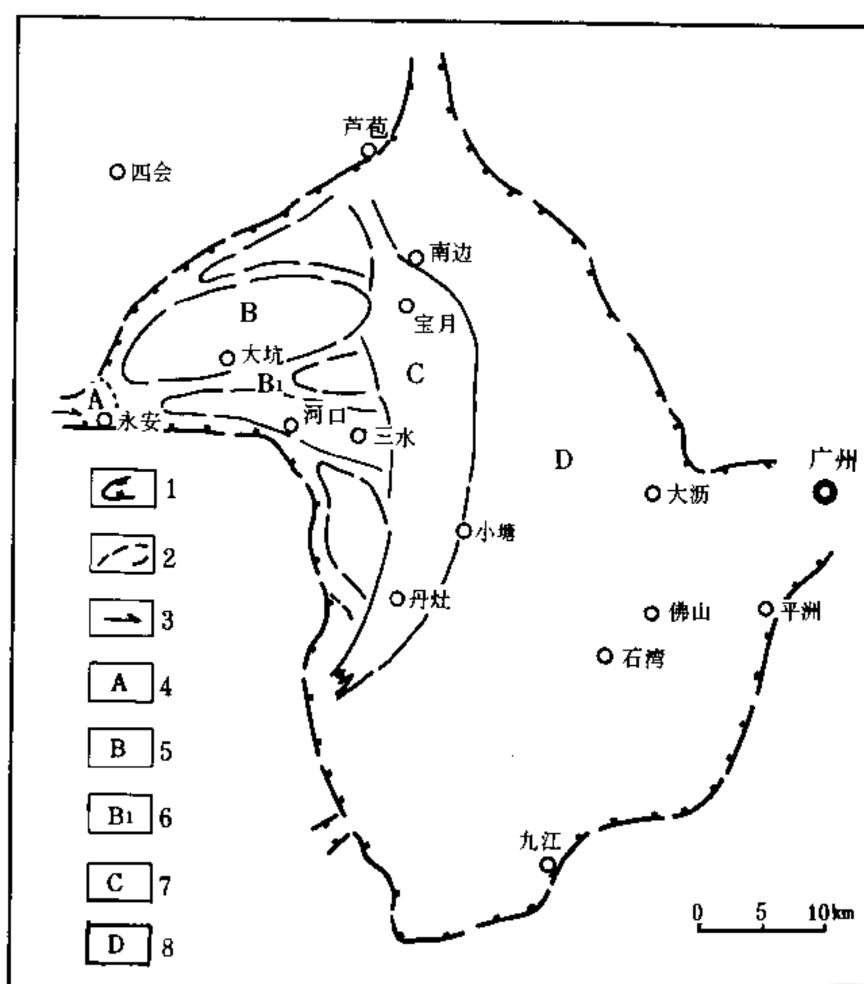


图5-3-5 三水盆地西北部坳心组三段湖盆三角洲平面位置图

1—坳三期盆地边界；2—三角洲相界线；3—推测主河道（河床相）；4—主河流方向；5—三角洲平原相区；6—推测分流河道；7—三角洲前缘相区；8—前三角洲（浅湖）相区

形成坳三段河床相沉积。大坑、河口一带呈分流河道，主要为三角洲平原相区，而宝月—丹灶形成三角洲前缘相区。尤其是沉积早期，在西北部河流入湖处局部形成竹山岗—石潭沙坝，从三江、官山一带向东伸延，很可能与东莞盆地相联，属前三角洲（浅湖相）相区。坳心组三段厚度在盆地西北部宝月地区达480～565米，而盆地东北部从292米减薄至43～80米。

总之，始新统坳心组在盆地西北部最大厚度可达1300米以上，暗色泥岩发育。坳三段中除Ⅱ油组及$Ⅲ_1$油组沉积较细，泥、钙质含量较高，尚未见良好油气显示外，其余各油组均已获得油气流。而盆地东北部坳三段明显变薄，无法进行油组划分，尤其是马头岭鼻状构造轴线部位坳心组厚度仅有260～270米，其中泥岩累计厚度201米，单层最厚26米，石灰岩累计厚66米，单层最厚16米，属自生自储、裂缝含油类型。

(3) 始新统西坳组(E_2x)　西坳组是古新—始新统最上部的地层，属滨湖—河流相为主的红色碎屑沉积，总的趋势是下细上粗、下暗上红，区域上与下伏地层呈整合接触，但局部也可能有假整合现象。从岩性特征上可分为两段：

西坳组一段（E_2x^1）：出露于盐步—石湾和三江—丹灶、河口与白坭地区，覆盖大，露头零星。据钻井资料，东部地区岩性较细，主要为灰色、棕褐色钙质泥岩夹砂岩，局部呈砂岩与泥岩互层。石湾一带岩性变粗，间夹灰白色含砾砂岩，厚度204～329米。盆地西北部主要为灰色细砂岩与灰色泥岩，厚度140～238米。至盆地南部丹灶—冯村岩性更粗，厚度更小，为灰白色含砾粗砂岩、含砂砾岩夹灰色中、细砂岩，厚仅69米。该段底部在局部构造高部位及断层发育带附近，如宝月构造、高丰斜坡水35井区及马头岭鼻状构造轴部等地砂岩中有稠油显示。

西坳组二段（E_2x^2）：为红色碎屑岩互层，韵律明显。主要为棕红色粉砂岩，灰白、紫红色含砾砂岩、含砂砾岩三种岩性，厚度基本相等。盆地西部较粗，东部较细。其共同特点是：砂岩中富含钙质结核，交错层理发育，在凹陷区厚度为100～316米，最厚达400米，边缘斜坡处变薄至87～100米。

西坳组累计最大厚度约645米。无论在介形类或轮藻类化石上，与坳心组二段难以区分，而介形虫组合单调，轮藻化石极少，并见少量腹足类化石。

(4) 渐新统华涌组（E_3h）　大面积出露于盆地西部河口—冯村、乐平—罗村及宝月、华平、小塘一带。以下而上由粗变细，组成一个较完整的沉积旋回，反映了当时的山麓相—河流相—浅湖相的沉积过程，与下伏地层无论在沉积特征，还是在古生物组合上，都有比较明显的区别。厚度以宝月地区最薄，南1井钻厚仅64米，向东南方向加厚，至丹灶、民乐和华涌地区，厚度达千米以上。自下而上大体分为三段：

一段：主要是灰白、浅紫红色砂、砾岩与棕红色泥质粉、细砂岩互层，夹少量流纹斑岩，盆地南部厚达500米。在边缘露头区与下伏地层出现微角度不整合，也可能有被盖关系。

二段：为紫红色、杂色砂、砾岩与粉、细砂岩等呈互层，夹多层粗面岩、凝灰岩及玄武岩。以华涌、小塘一带为最厚，达738米。

三段：呈粗—细—粗次级旋回，浅紫红色砂、砾岩、粗砂岩夹灰色、棕色粉、细砂岩和泥岩。以华涌地区最厚。一般厚185～324米。

华涌组末期有玄武岩流喷发，并有火山碎屑岩类夹棕黄色含砾粗砂岩沉积但这些岩层很薄，厚度仅为0～20米左右。

统观华涌组沉积时期，物源区不断抬升，断裂活动强烈，并伴有火山爆发及岩浆侵入，地形高差明显，沉积物以粗碎屑岩为主，最大厚度约在 1420 米以上。

总之，下第三纪时期虽为统一的水盆，但沉积物表现出一定的差异性，存在着各具次一级沉积中心的特点，沉积条件和物质来源各有不同。累计总厚 3875 米。

白垩—下第三系各组段沉积时均有不同程度的火山活动，以玄武岩、粗面岩、流纹岩及火山碎屑岩为主。按火山岩产出的层位和类型，可划分为四个喷发旋回、十三个喷发期、近百次喷发活动。每个喷发旋回都是从酸性岩开始，向碱性、基性岩变化，终以基性岩喷发而结束。喷发形式以中心式喷发和裂隙式宁静溢出为特征。火山岩多沿断裂分布，尤以断裂交叉部位常见，表明其活动受断裂控制。盆地中部坳陷较深，断裂发育，成为火山岩南北向条带状分布的地区，详见表 5–3–4。

表 5–3–4 白垩纪—早第三纪火山活动统计表

旋回	喷发期及时代	主要岩性	厚度(m)	喷发次数	分布地区
Ⅳ	13 期(E_3h^4)	玄武岩	>14	>3	金星岗、紫垌圩、石头村、小榄美
	12 期(E_3h^3)	粗面岩、火山碎屑岩	>15	>3	水 3、水 50 井区
	11 期(E_3h^2)	玄武岩	>30	>1	水深 8、水 3、水 1 井区
	10 期(E_3h^2)	粗面岩 火山碎屑岩	>1000	>30	西樵山,走马营,黎边山、紫竹岗,驿岗,井深 8、20、24 井区
	9 期(E_3h^2)	粗面岩、火山碎屑岩	>278	>17	水 15、36、45、59、66 井区
	8 期(E_3h^2)	流纹岩、火山碎屑岩	>274	>9	大同圩,水深 8、20 井区
Ⅲ	7 期(E_3h^1)	玄武岩、火山碎屑岩	>72	>5	水深 13、水 32 井区
	6 期(E_2x^2)	玄武岩、火山碎屑岩	>86	>5	水深 3、12、13 井区
	5 期(E_2x^1)	粗面岩、流纹岩、火山碎屑岩	>326	>12	水深 9、13、24,水 8、16 井区
Ⅱ	4 期(E_2b^{2-3})	玄武岩、火山碎屑岩	>316	>12	水深 8、水 8、16 井区
	3 期($E_1d \sim E_2d^1$)	流纹岩、火山碎屑岩	>3	>1	水深 41 井区
Ⅰ	2 期(K_2)	玄武岩、火山碎屑岩	>56	>4	石围塘一潭村及水 42 井区
	1 期(K_1)	流纹岩、火山碎屑岩	100	>1	漱珠岗一带
合计	四个旋回，十三期喷发			94 次以上	

盆地内上第三系沉积缺失。第四系主要为黄色粘土层，灰黑色腐植层及灰白色中、粗砂层、砂、砾层。与下伏地层呈不整合接触，厚度为10～70米。

三、白垩纪—早第三纪时期岩相古地理

白垩纪沉积时期，因受北东向断裂控制，形成两个相互分割的狭长状断陷，东部在广州、佛山、顺德一带，西部在芦苞、三水一带。

白垩系地层中含较多的石膏层，说明为干旱—半干旱的热带—亚热带气候。沉积作用在氧化条件下进行，未见暗色泥岩类生油岩，砂岩物性也差。

大塱山期沉积为河流相，东西两侧古地理环境不同，物源各异，厚度变化也很大，反映了基底起伏。岩相变化带以水深5井—水深2井以西呈“舌”状分布。

布心组时期以湖相沉积为主。在古生物研究中，从介形虫壳薄面光的特征判断，其是属于淡水介形虫群落；从轮藻类分布来看，普遍发现有横棒及潜江扁球等轮藻；从孢子花粉、叶肢介与鱼类等化石资料都说明以陆相湖盆沉积为主。同时从三水盆地下第三系原油分析结果为高含蜡、低含硫、高含镍、低含钒的情况来看，具有陆相生油特征。但是，在局部地区布心组二段夹有碳酸盐岩，其中发现有海相化石或与海水有关的半咸水环境的标志，说明布心中期曾有短暂的海水入侵，即海陆过渡相环境交替了淡水湖盆的沉积。

据地质矿产部宜昌地质矿产研究所编制的《中南区古新世—始新世早期岩相古地理图》，把三水、龙归、东莞、新会及河源盆地连成一体。其沉积范围要比现今地层展布的范围大的多。各盆地在布心期的古生物组合基本一致，海水与东南面的海域相连。因此，三水盆沉积全盛期的布心组比白垩纪的范围更大。就相带的展布来看，特别是三水盆地布二段，现今盆地边缘仍为暗色泥岩为主的深水相沉积，缺乏浅水到边缘相。这是因为沉积后盆地还在上升遭受剥蚀所造成的（见图5—3—6）。

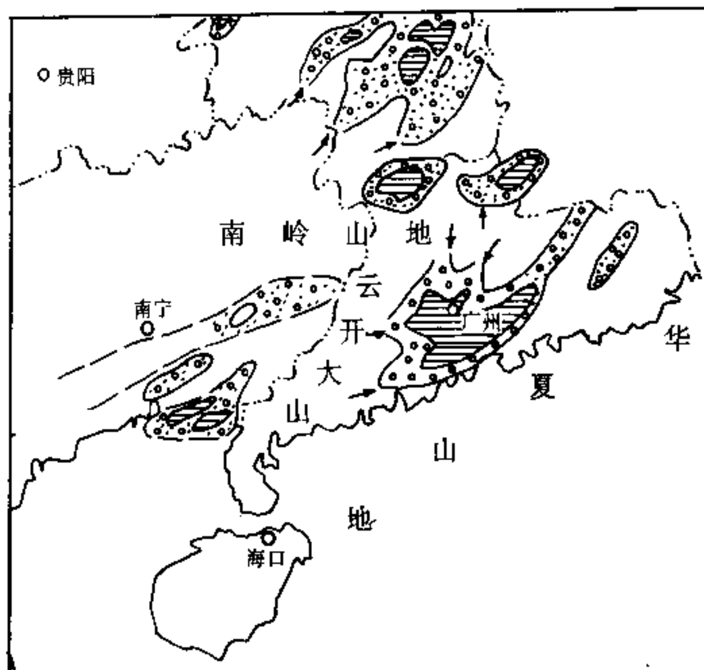


图5—3—6 广东省及西部邻区古新世—始新世早期岩相古地理略图

布一段的沉降中心在南5井—水深17井一带，厚度达300米以上。另一个沉降中心在水深8井区，厚达200米，往东、西均逐渐减薄。沙头圩至马头岭地区则间断或缺失，布二段超覆于大塱山组之上，反映了东南地势抬高，西北部沉降，曾经历过周期性干旱气候。

布二段时期，湖盆扩展，是盆地主要生油岩沉积期。气候转向半潮湿—潮湿的热带，亚热带环境。以半深水—深水湖相为主并伴随有短暂的海陆过渡相交替。这种在沉积环境和气候上的交替，造成了不同种类生物群落的大量繁殖和成批死亡，为有机质的富集提供了条件。

布三段沉积属浅湖—滨湖相，早期基本上继承了布二段时的面

貌，仅沉积中心位置有所迁移，从西向东厚度有所减薄。南边—宝月一带，厚度达475~565米，并围绕湖盆周边形成一个湖相三角洲前缘沙坝，厚度为25~43米，往北有收敛趋势。

湖盆的全面收缩发生在西坊期。华涌期地壳抬升，火山活动及断裂活动剧烈频繁，山间河流冲积，洪积相发育，最后为河流相所取代，结束了三水湖盆的沉积发育史。

第四节 构 造

一、大地构造背景

从区域构造上看，三水盆地地处北东向构造带南端及东西向构造带的南缘，即海南—连平与肇庆—海丰两组构造带的复合部位。主要特点是：经历了多次、多种性质的构造运动，多种构造形迹发育，岩浆活动剧烈，中、新生代广泛断陷，红色盆地因之产生。其构造骨架以北东向为主，褶皱与断裂相关，显示出一幅较复杂的构造图景。

三水盆地是在东北向坳陷带的基底之上发展起来的断坳盆地。盆地南邻地区下侏罗统含有香港菊石等化石，可见该时期陆相盆地尚未完全出现，继承了晚三叠世的沉积。

侏罗纪时，燕山运动使本区上升为陆，燕山运动第二幕广泛而强烈的活动，发生了官窑—联表断裂、广州—三水断裂，开始形成了盆地的雏形。白垩纪沉积了一套紫红色为主的粗碎屑岩，白垩纪末期至早第三纪前，盆地基底上升，水体变浅，造成了一个新的旋回，直至古新世以后，开始了三水盆地新生代的构造史。

二、盆地内二级构造单元的划分

据目前所掌握的部分普查和勘探资料，考虑到盆地的沉积发育史和盖层构造的展布情况，对盆地的一级和二级构造划分如下：

1.一级构造单元

(1) 大坑坳陷，位于盆地西北部，它是在泥盆—石炭系向斜构造基底上受东西向广—三断裂控制的北东向坳陷，中间平缓，向东倾伏，坳陷深度约在1000米以上（见图5-3-7和表5-3-5）。

(2) 官窑斜坡 位于盆地东北部，为北西向，重力正异常或平坡区，外有残山，内侧以断裂、陡坡和坳陷相连。

(3) 白坭斜坡和平洲斜坡 分别位于盆地西南侧和东南侧，平洲斜坡西与盐步石湾坳陷相毗邻。

(4) 盐步石湾坳陷呈北东向狭长状，面积约320平方公里，以盐步附近较深，达3000米，在佛山市附近存在鞍部。

(5) 大沥—官山隆起 呈北北东向延伸，分隔了东西两侧的盐步石湾坳陷和南边丹灶坳陷。

(6) 南边丹灶坳陷 位于盆地中部，为近南北向展布的坳陷，是盆地内最主要的构造单元，面积约700平方公里。由它受官窑—石碣、石涌—太平两条北西向断裂所控制，因而其东北和西南边界沿着上述断裂呈北北西方向延伸，坳陷最深处达4000米。

另外，在三水县河口附近，可能由于断裂活动的关系，存在着河口鼻状隆起，呈北北东向展布，向北东倾伏。此区内下第三系各套地层显著变薄，坊二段厚仅50多米，地表见油页岩。

盆地内主要有三组不同方向的断裂，一组为北东向，反映着较老的构造线，控制着白垩系以及前白垩系的沉积和构造；另一组呈北西向，形成于第三纪；第三组近于东西向，以广

图 5-3-7　三水盆地构造区划略图

1—盆地边界；2—基底断裂；3—隆起与坳陷分界线；4—石炭—二叠系残山

表 5-3-5 三水盆地构造区划表

盆地名称	一级构造单元		二级构造单元		局部构造					
	坳陷隆起	面积 (km^2)	凹陷凸起	面积 (km^2)	名称	长轴方向	长 (km)	宽 (km)	面积 (km^2)	闭合度(m)
三水盆地[1]	南边—丹灶坳陷	大于700	宝月—马头岭凸起（构造带）	100	小涡尾鼻状构造	北西	4.5	1.4	6.3	
					宝月背斜	北西	2.2	1.2	2.64	300
					竹山岗断块	北北东	3	0.8	2.4	
					小坼断块鼻状构造	北西	2.3	1.2	2.76	160
					沙头圩背斜	北西	1.75	1	1.75	100
					石头断块鼻状构造	北西	4.65	1.5	6.98	600
					大榄断块	北西	3.65	2.3	8.4	
					小榄断块	北西	10	1.5	15	
					马头岭断块鼻状构造	北西	3	1	3	150
					大榄东断块	南北	5.5	1.7	9.35	
			华涌凹陷	>200	华平鼻状构造	北西	(不详)			
					紫竹岗鼻状构造	北西	(不详)			
			桃垳凹陷	100						
	石角坳陷	276	勘探程度较低，缺少资料，未作详细划分							
	大坑坳陷	300								
	河口鼻状隆起	37.5								
	官窑斜坡									
	白坭斜坡									
	大沥、官山隆起	190								
	盐步、石湾坳陷	320								
	平洲斜坡									

① 三水盆地中白垩系及第三系面积为 3375km^2,其中第三系面积为 1800km^2。

州—三水断裂为代表，形成时间可能较早，各期均有活动，断距大，伸延长，把盆地切割成南北两部分，并发生了平移错动，使下第三系地层与古生界地层发生断裂接触。

盆地南部相对抬起，所钻中、深井仅 8 口，其中 2 口井钻达二叠—石炭系，勘探程度低，油气显示较差，仅在砂岩孔隙及裂隙面上见油迹及稠油斑点。除中部的丹灶—民乐一带沉积深厚外（E_3h 厚达千米以上），两侧斜坡沉积均较薄，一般 300～500 米即钻穿下第三系。

2.二级构造单元

盆地北部相对下降，勘探程度也较高。根据其构造特征分为一个凸起和两个凹陷，见图 5-3-8。

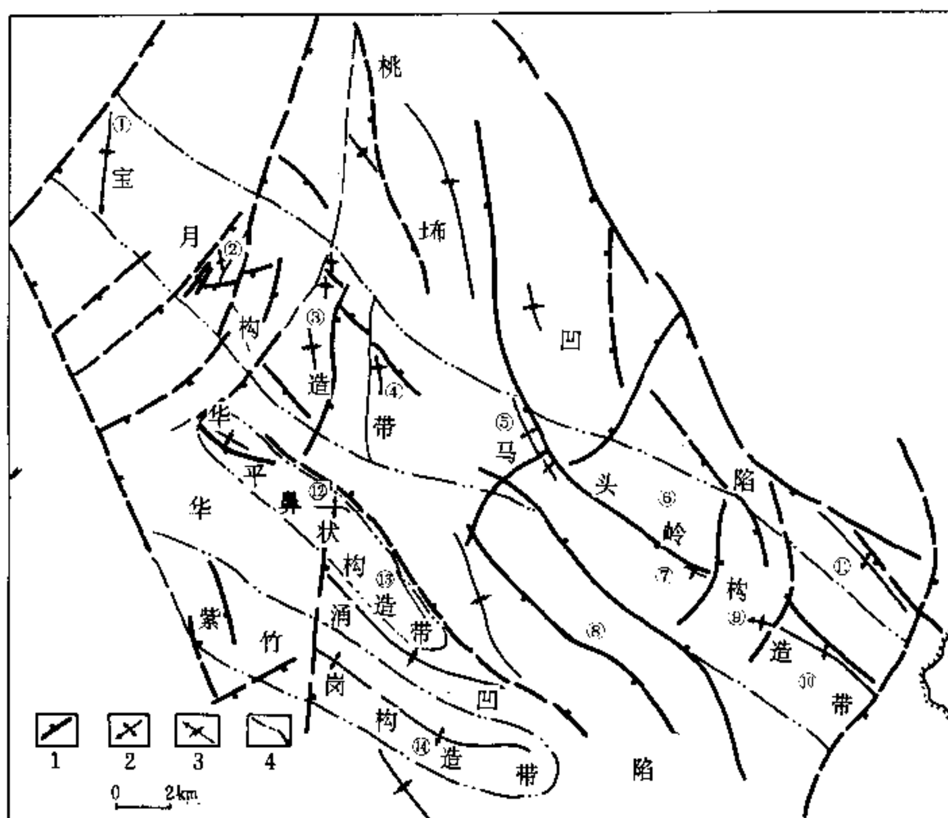


图 5-3-8　三水盆地北部构造区划略图

1—断层；2—背斜轴；3—向斜轴；4—区划线；

①—小涡尾鼻状构造；②—宝月背斜；③—竹山岗断块；④—小𫭢断鼻；⑤—沙头圩背斜；

⑥—大榄断块；⑦—石头断鼻；⑧—小榄断块；⑨—大榄东断块；⑩—马头岭断鼻；

⑪—万石头鼻状构造；⑫—石潭鼻状构造；⑬—华平鼻状构造；⑭—紫竹岗背斜

桃𫭢凹陷位于盆地北侧，面积约 100 平方公里，水深 5 井完钻井深 1849.91 米，下第三系大塱山组未钻穿，𫭢心组钻厚 650 米，其中暗色泥岩占 400 米。南侧为华涌凹陷，面积约 200 平方公里，水深 2 井钻达深度为 2583.38 米，尚未钻穿大塱山组；华涌水深 20 井井深

3014.5 米，亦未钻穿大塱山组。坳心组钻厚 1300 米，下第三系钻厚在 3000 米以上。

两凹陷间为北西向展布的宝月—马头岭构造带，该带长 20 公里，宽约 5 公里。凹陷与构造带之间基本上为断层接触。在构造带中部的丰岗以东，北东向的西南涌断层将其切割成东西两部分。构造带西半部宝月—丰岗地区，主要为坳心组三段砂岩孔隙储集层类型；构造带东半部沙头圩—马头岭地区，主要为坳心组石灰岩、泥灰岩、钙质泥岩裂隙、晶洞及大塱山组灰岩质砾岩，含油。

三、主要局部构造及圈闭类型

主要局部构造及圈闭类型参见图 5–3–8 及图 5–3–9。

1.宝月—丰岗地区

该地区南、北、东三面均为断层所控制，东西长 8.15 公里，宽 6 公里，占盆地北部二级构造带的一半以上，是油气聚集的重要地区。由西向东主要包括小涡尾鼻状构造、宝月背斜构造，竹山岗断块和小坳鼻状构造。在这些局部构造上，除西北边部的小涡尾鼻状构造外，其余地区均已获得油气流。

(1) 小涡尾鼻状构造　据地面地质调查资料，长轴北西向，长 4.5 公里，宽 1.4 公里，地面出露西坳组。在鼻状构造轴线中部完钻水 21 井，井深 752 米，钻达白垩系。坳心组钻厚 563 米，仅裂缝面具油迹，未发现油气层。

(2) 宝月背斜构造　为地面地质调查、重力、地震和钻探资料所证实。1971 年进行 10 万分之一地质调查中被发现。轴向为北西—南东，长轴约为 2.2 公里，短轴约 1.2 公里，由坳三段Ⅳ油组顶部构造线−780～−1000 米圈闭面积为 2.6 平方公里，是一个被北北东向及东西向正断层所切割的不完整的背斜构造。

宝月构造轴部地表出露下第三系华涌组，中部被北北东向的正断层切割成两部分，构造西侧上升，东侧下降，各具一个紧靠断层面的半圈闭高点。上升盘高点在宝 21 井和宝 1 井附近，Ⅳ油组顶板等高线−700 及−740 米形成半圈闭；下降盘高点在宝 3 井区，两高点错开 700 米，两盘高差达 160～200 米，最大闭合高度为 300 米。

宝月背斜构造上已完钻井 25 口，其轴部及高部位平均井距约 400 米，每平方公里面积内平均钻井 6 口。有 14 口井油气显示较好，下套管试油，获得油井 4 口（水 16、20、62 及宝 3）、气井 3 口（宝 1、21 及南 1），主要含油气层在$Ⅲ_1$及$Ⅳ^1$油组，油层在Ⅰ、$Ⅲ_1$和$Ⅳ^2$油组。为断层切割的背斜型圈闭。

宝月构造以东，在宝 5 井断层与竹山岗断层之间为一断凹带，重力反映呈低异常。构造部位低，油气显示差，所完钻的 9 口井，测试见水，大部分井未下油层套管。

(3) 竹山岗断块　西界为北北东向的竹山岗断层，南界为下东鲁断层，竹山岗断层北部最大断距为 95～100 米，向南减至 60 米，断面西倾，东界为石潭正断层。断块中部为两条北西西向的小正断层所切割，组成由北向南的三个断块。该区已完钻井 23 口，下套管 21 口，获得油流井 13 口、天然气井 2 口，含油气情况由南向北变好，主要含油气层位为坳三段的Ⅰ、$Ⅲ_2$、$Ⅳ^1$、$Ⅳ^2$及$Ⅳ^4$油组，其中$Ⅳ^1$油组为主力油气层（见图 5–3–9）。

北部Ⅰ号断块是一个紧靠竹山岗断层线的被切割的圈闭，高点为$Ⅳ^1$顶−1160 米等高线，含油面积边界以−1190 米为界，含油高度 30～40 米，主力油层在$Ⅲ_2$及$Ⅳ^1$油组。

中部Ⅱ号断块是一高断块，$Ⅳ^1$油组顶面比Ⅰ断块高 40～80 米，为紧靠竹山岗断层的鼻状构造，轴部与最低翼部的$Ⅳ^1$油组顶板高差为 120 米，$Ⅳ^1$油组为主力油气层。

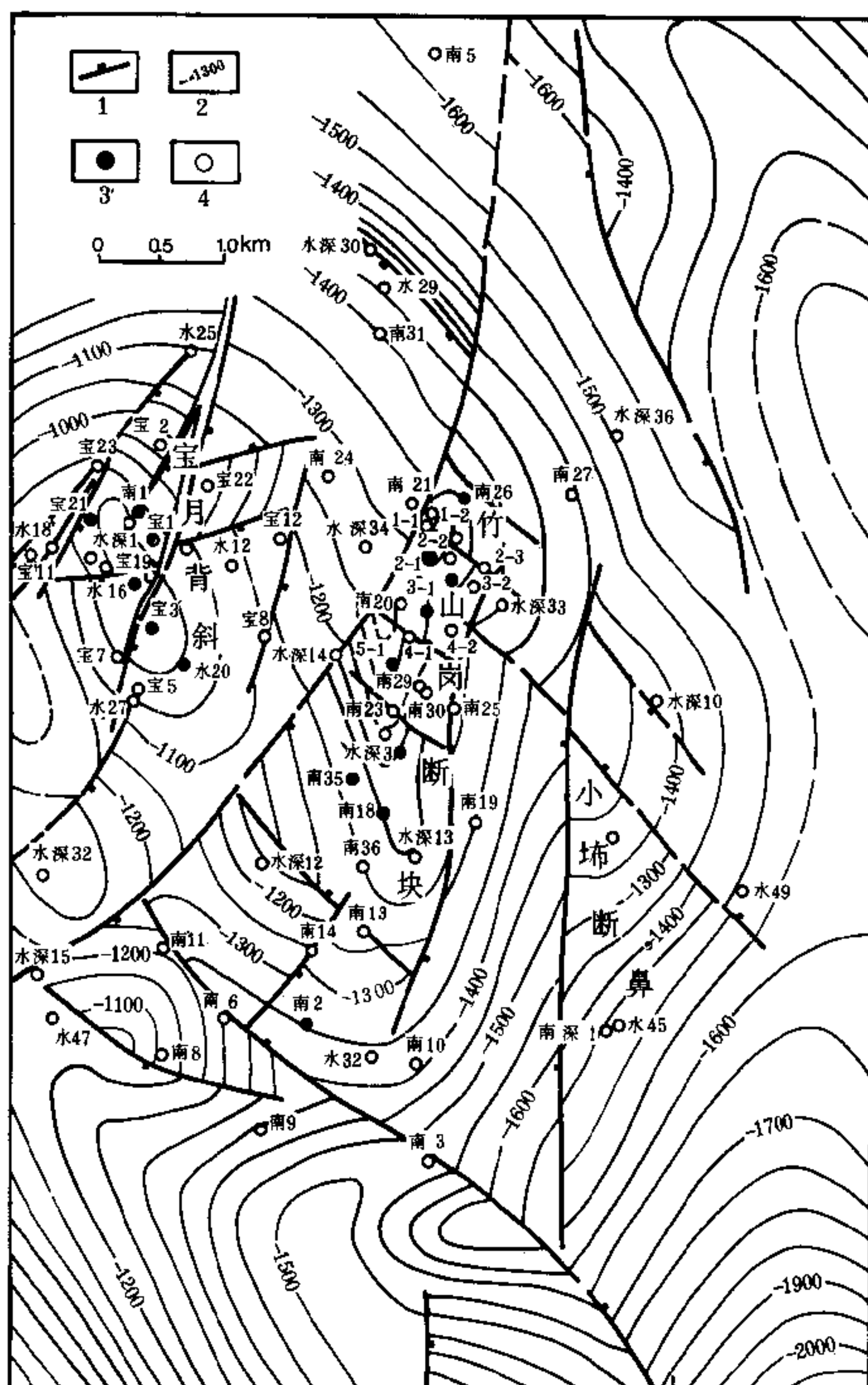


图 5-3-9　三水盆地宝月—竹山岗地区下第三系坳心组三段底面构造图

1—断层；2—等高线（米）；3—油井；4—干井

Ⅲ号断块为夹持在两断层间的鼻状构造，中间水深3～13井为鼻状构造的高部位，由西北向南倾伏。Ⅳ[1]油组为气层，Ⅳ[2]油组为主力油层。

总之，竹山岗断块以断块鼻状构造圈闭为主。各小断块含油气层位不同，驱动条件各异，各具不同的油气水界面，压力系统也不一致。

位于竹山岗断块与小坳断鼻之间南北向的狭长断凹地带，为重力负异常。呈单斜状由西向东倾伏。此带内钻井7口，其中下套管试油2口，均只见水层。

(4) 小坳断鼻　该区基岩相对隆起，在两断层夹持之中，封闭高度160米，倾角4～7°。南7井于井深1162～1177.2米（Ⅳ[1]油组）三层砂岩具荧光显示，射开其中1.8米，喷CO_2气，日产气47400立方米，CO_2气占84%，甲烷占14%。

总的来说，宝月—丰岗地区由西向东呈断阶式出现，含油构造与断凹相间分布。油气聚集带的聚油能力主要受构造因素、断层封闭以及岩性、物性等综合因素所控制。

2.沙头圩—马头岭地区

西起沙头圩背斜，东至马头岭断鼻，南北两侧均以北西向正断层为界，面积约48平方公里。主要由从西向东逐渐抬升的断块及断鼻组成。以灰岩质砾岩、晶洞、溶洞和石灰岩缝洞含油为特征。包括沙头圩背斜、石头断块鼻状构造、大榄断块、小榄断块、大榄东断块和马头岭断块鼻状构造，如图5—3—10。

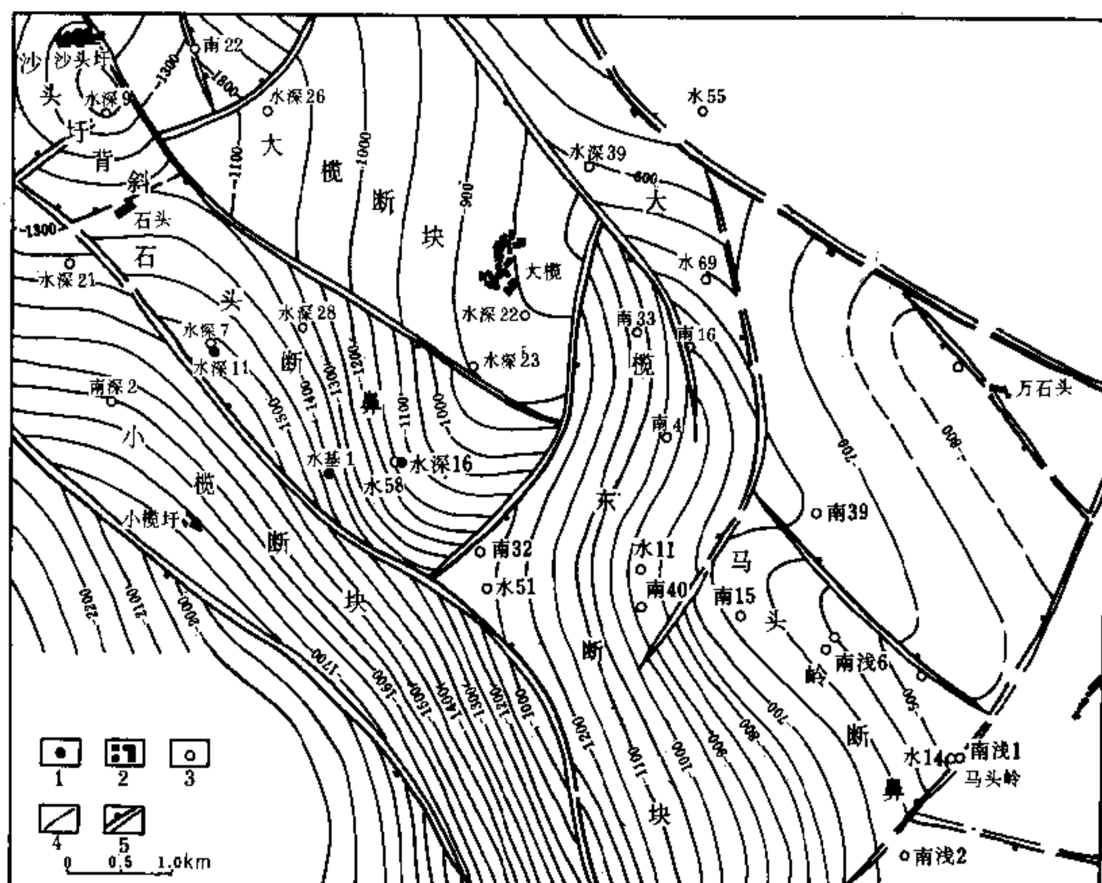


图5—3—10　三水盆地沙头圩—马头岭地区下第三系坳心组三段底面构造图

1—油气井；2—圩镇；3—干井；4—构造等高线（米）；5—正断层

(1) 沙头圩背斜　东北部为正断层所切割，为紧靠断层面的半个背斜构造，形成断层遮挡的圈闭类型。轴向北西，长轴 1.75 公里，宽 1 公里，面积 1.75 平方公里。㘵心组二段底板−1400 米等高线形成圈闭，最大闭合高度 100 米。在高点上完钻水深 9 井，于井深 1429.17～1432.67 米钻井放空 3.5 米，取出的岩芯为灰色石灰岩，层位暂定为㘵二段底部(也有人认为属二叠系)。划眼起钻中发生 CO_2 气喷。喷高达百米以上，共喷 87 天。在处理井喷过程中用 18 毫米的孔板测气，日喷气 437 万立方米。气体成分中 CO_2 含量高达 99%以上。

(2) 石头鼻状构造　北西向展布，倾向南东转南西，长 4.65 公里，宽 1.5 公里，面积 6.98 平方公里。㘵心组二段底板海拔高差 600 米（−950～−1550 米）。仅在石头村及水深 16 井区各形成一个小型鼻状构造，为断层所遮挡。已钻中、深井 5 口，浅井 1 口，其中水深 11（水深 7）、水基 1、水深 16 井分别于㘵心组二段和大塱山组中部获得油流。水深 16 井位于刘边重力高内，1419 米进入大塱山组，1430.76～1488.71 米灰岩质砾岩段上部用衬管完成，酸化后初期日产油 5.8 立方米，后降为 4.15～1.0 立方米。水深 11 井在井深 1372.5～1378.14 米和 1410.9～1413.14 米㘵心组二段油浸细砂岩中（孔隙度为 10～12.2%，渗透率为 15.3×10^{-3}～8.61×10^{-3} 二次方微米），射孔后见少量原油，压裂后初期日抽原油 5.83～10.37 立方米（参见图 5−3−10）。

(3) 大榄断块　四周为正断层所控制，以单斜形式由北东向南西倾伏，仅在大榄圩附近形成一个小的鼻状隆起。该断块呈北西向展布，长 3.65 公里，宽 2.30 公里，面积为 8.4 平方公里。㘵心组二段底面海拔高差 200 米（−800～−1000 米）。地质矿产部第十二普查大队已钻中、深井 3 口，油气显示很差。

(4) 小榄断块　南北两侧均为正断层所控制的、呈北西向展布的由北向南倾伏的单斜状狭长形断块，长达 10 公里，宽 1.5 公里。㘵二段底面海拔高差达 650 米（−1100～−1750 米）。在断块西部已钻中、深井 2 口，油气显示均很差。

(5) 小榄东断块　位于大榄断块、石头断鼻与马头岭断鼻之间，为一呈近南北向展布的狭长断块，东西两侧为北东向正断层所控制，位于马头岭断鼻构造向西倾伏的倾没端部位。该断块南北长 5.5 公里，宽 1.7 公里，面积为 9.35 平方公里，是一个向南并转向南西倾伏的单斜。㘵二段底面海拔高差 750 米（−500～−1250 米）。已钻中、深井 5 口，其中南 4 井及南 16 井下套管试油，其余各井均裸眼完成。南 4 井在钻进㘵心组二段灰色钙质泥岩及泥灰岩中槽面见原油，为裂隙型储油。射孔提捞见油花，酸化两次共出油 39 立方米，出水 20.5 立方米。南 16 井钻井中在㘵二段泥灰岩及钙质泥岩裂缝及槽面也见油显示，但试油结果为干层或水层，井位见图 5−3−10。

(6) 马头岭断块鼻状构造　该构造是在 1971 年进行 1：5 万地质填图时被发现，至今仅有少量地面地质调查及浅钻井资料。地面出露下第三系西㘵组，轴向北西，长轴约 3 公里，宽约 1 公里。是一个北部为北西向正断层所切割的不完整（半个）的鼻状构造，轴部与南翼㘵二段底部海拔高差 150 米（−500～−650 米）。地质矿产部第十二普查大队（原省地质局 735 队）在鼻状构造轴部钻浅井 2 口，南海西部石油公司又钻浅井 3 口，中、深井 3 口，以探明该区㘵心组石灰岩裂缝含油情况及大塱山组的溶洞发育和分布。但由于邻近盆地东北部边缘，保存条件差，与地表水有交替现象，原油多被氧化，质重，以褐黑色稠油及软沥青为主（参见图 5−3−10）。

其北部在万石头村，沿另一条北西向正断层同样形成半个鼻状构造，因紧靠盆地边部，

所钻南浅3井于井深585米钻穿大塱山组进入二叠系128.9米完钻。无油气显示。

综上所述，沙头圩—马头岭地区以断块和断鼻为主，局部构造主要受断层遮挡而形成圈闭，面积不大，闭合幅度小。从储集空间看，以坾心组石灰岩、泥灰岩和大塱组灰岩质砾岩缝洞储油为主，油气聚集决定于构造部位的高低、断层封闭条件与裂缝发育程度等条件。

第五节　下第三系始新统的生、储、盖组合

一、坾心组生油岩

三水盆地下第三系的生油岩主要为始新统坾心组二段，其暗色泥岩最为发育，以南深2井为例，暗色泥岩厚239.5米，占全段厚度的94.7%。水深12井该段的暗色泥岩占该组比例达98%。据19口井统计，坾二段平均厚度为250米，暗色泥岩平均厚度为200米。在盆地东北部马头岭地区相变为泥灰岩、石灰岩及泥岩，厚度较薄，分布范围也小，一般厚度为40～100米。

坾心组三段以深灰色钙质泥岩与灰白、浅灰色砂岩互层，总厚294～450米，平均厚度为327.5米，暗色泥岩平均厚度为167米，占51%。

坾心组一段钻穿的井数较少，全段厚度为110～270米，暗色泥岩约占本段厚度的44.5%，参见图5–3–11。

坾心组一段和三段以及西坾组中的泥岩有机质含量都很低，除个别样品有机碳达到1.55%外，平均含量仅为0.58%，氯仿沥青“A”个别样品达到0.0557%，平均含量为0.012%，总烃含量平均为52.44ppm，个别样品达到300ppm。这是因为坾一段沉积之时，湖盆范围较小，沉积速率较慢，有机质因埋藏慢而被氧化；坾二段及西坾组沉积速率虽较快，但当时水盆缩小，使有机质丰度变低。

坾二段沉积时，是湖盆发育的全盛时期，范围大，生物繁茂，埋藏迅速，有机质丰度高。暗色泥岩中有机碳含量最小为0.19%，最高达1.78%，一般在0.7～1.5%之间。氯仿沥青“A”含量最低为0.011%，最高为0.228%，中值为0.1%。总烃含量为17～1578ppm，中值643ppm（见图5–3–12）。自上而下随埋藏深度增加，有机质丰度逐渐增大。

三水盆地与我国东部部分含油盆地有机质丰度对比如表5–3–6。

表5–3–6　三水盆地与我国东部其他盆地有机质丰度数据对比表

地　　区	层　　位	有机碳(%)	氯仿沥青“A”(%)	总烃(ppm)	烃／C(%)
潜江凹陷	潜江组	0.61		996	16
东营凹陷	沙河街组二段	1.66	0.24	1060	6
冀中霸县凹陷	沙河街组二段	1.13	0.173	1199	5.3
辽河西部凹陷	沙河街组二段	2.55		1190	4.7
北部湾涠西南凹陷	流沙港组	1.65	0.205	1030	6.2
泌阳凹陷	核桃园组	1.45～2.93		870～1718	8～10
三水盆地	心组二移	1.05	0.1	643	6

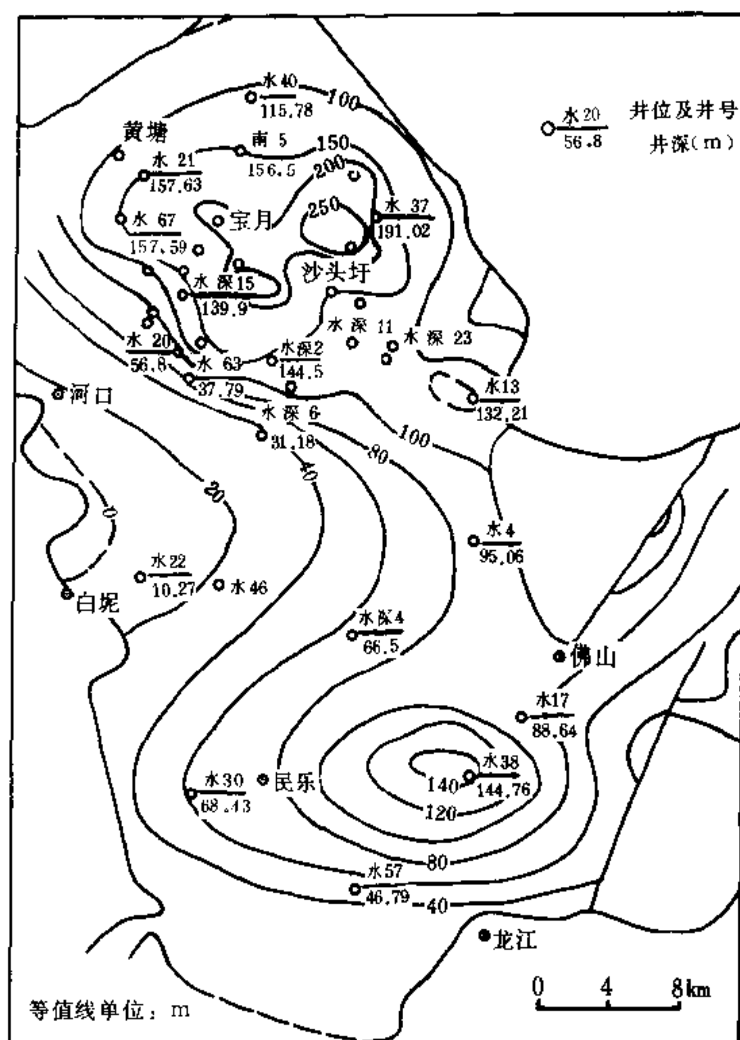


图 5-3-11　三水盆地下第三系坳心组二段生油岩等厚图

通过三水盆地 4 口井的 19 块样品分析，有机质类型可分为混合型 12 个，占 63%；腐殖型 3 个，占 16%；腐泥型 4 个，占 21%。说明下第三系坳二段有机质类型以混合型为主。但是坳一段则为腐殖型。

在 12 个生油岩样品的干酪根分析中，属于Ⅱ型（混合型：H／C 原子比为 1～1.5）的有 6 个，占 50%；属于Ⅰ型（腐泥型：H／C 原子比高于 1.5，O／C 原子比低于 1.5）的有 2 个，占 17%；属于Ⅲ型（腐殖型：H／C 原子比为 0.5～1.0，O／C 原子比为 0.2～0.3）的 4 个，占 33%。说明其生油物质来源于水生生物和陆源高等植物，它们常以混合状态形成生油岩。

三水盆地坳心组生油岩氯仿沥青“A”／有机碳、总烃／有机碳，随深度演化曲线，表示出盆地中有机质向石油演化的特征（见图 5-3-13）。

开始明显生油的深度约在 500 米，但从 600 米至 800 米，生油能力有些停滞，甚至下降，这可能与火成岩活动和后期剥蚀不均匀有关，也说明现今的埋藏深度不代表在地质历史中的最大埋深。大量生油的主生油带约从 800～1200 米。1200 米以后，可能生成少量天然气，从 1450 米以后天然气大量生成。

三水盆地下第三系坳心组生油岩演化阶段生油门限值如表 5-3-7。

坳心组二段现今生油门限深度为 500 米，大量生油深度为 900 米。门限深度之所以这样浅，主要是因为生油岩沉积时和沉积后盆地内发生了大量的火成岩活动，提高了古地温。加上盆地后期剥蚀严重，使原来较深的生油门限深度经后期剥蚀而变浅。就沉积特征和地层展布状况结合构造运动分析，三水盆地后期被剥蚀的地层厚约 800～1000 米，始新世末期及其以后，可能达到的最大埋藏深度为 2500～2700 米。

据少量坳二段暗色泥岩分析资料，镜质体反射率 R_o 为 0.7～0.8%，热解色谱最高裂解温度达 428～431℃，烷烃显示出类似石油的特征。结合岩芯气相色谱分析，宝 3 井、宝 19 井、南 2 井及水深 17 井的原油的姥鲛烷／植烷为 0.39～0.85，对比值差 0.64，法呢烷与植烷比值为 0.11～0.56，其差值小于 0.5。从类异戊二烯烷烃分析，宝月、竹山岗属同一油源，具有低的姥鲛烷／植烷比，植烷大于姥鲛烷，是陆相生油特点。从气相色谱分析看，南

2、南 8 及宝 3 井 OEP 为 1.08～1.19，成熟较好，宝 12、宝 19 及南 1 井 OEP 为 1.2 以上，尚未成熟。宝月地区成熟度与保存条件比较差，可能是由于抬起较高，地温不够。

二、下第三系储集层

三水盆地下第三系有较厚的砂岩层，多层次含油，主要矿物成分石英占 40～60%，其余为长石及其他矿物，分选与磨圆度一般属于中等，含有 5～30%的钙质和泥质胶结物，胶结类型多为孔隙式。另外，还有裂缝性及溶洞类型的储集层。

1.孔隙型砂岩储集层

主要分布于盆地西北部宝月—石潭地区以及盆地中部和南部一带。以坼三段砂岩最为发育，属于湖相三角洲前缘沉积。在盆地西北部，坼三段下部的Ⅲ～Ⅳ油组是一个比较完整的沙坝砂，总厚度达 58～88.5 米，单层最厚为 6～10 米，以细—中砂岩、含砾粗砂岩为主，大体沿盆地周围向湖中心扩展，呈弧形分布。沙坝砂主体在宝月—竹山岗一带，孔隙度一般达 10～14%，最高达 19～20%，渗透率一般为 50×10^{-3}～470×10^{-3} 二次方微米，高者达 693×10^{-3}～1812×10^{-3} 二次方微米，个别的达到 2749×10^{-3} 二次方微米。碳酸盐岩含量为 1～6%。在构造高部位 $Ⅲ_2$ 及 $Ⅳ^1$、$Ⅳ^2$ 层形成主力油气层。而Ⅰ、Ⅱ油组及Ⅳ油组下部物性条件较差，孔隙度为 3～5%，渗透率一般小于 10^{-3}～20×10^{-3} 二次方微米，油气显示差。

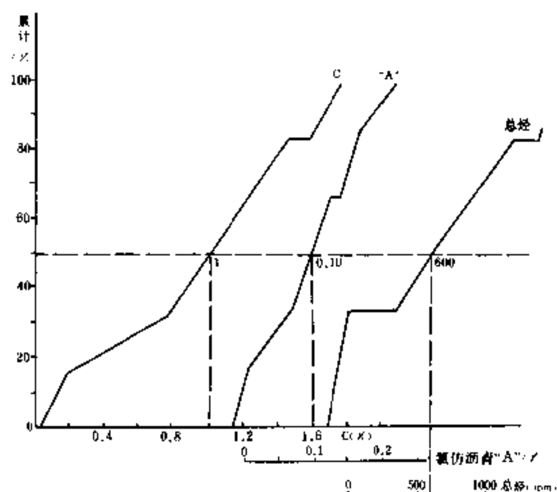


图 5-3-12 三水盆地坼心组二段有机质丰度累计概率曲线

据坼三段各油组的发育情况，以盆地西北部的宝月、竹山岗地区发育较全，向南、北、东三个方向变薄，砂岩显著减少，物性变差。Ⅰ、Ⅱ油组砂岩体在乐平和沙头圩地区已不存在。下东鲁及石潭地区，坼三段下部虽然岩性较粗，物性尚好，但盖层条件差，构造部位偏低，无构造封闭条件，多为油水同层。

坼心组二段砂岩层数少，单层厚度小，岩性细，物性差。其中Ⅴ油组在宝月一带仅有三小层低渗油层。坼一段的砂岩主要在盆地南部的冯村、丹灶、上沙滘地区较发育，但资料甚少。

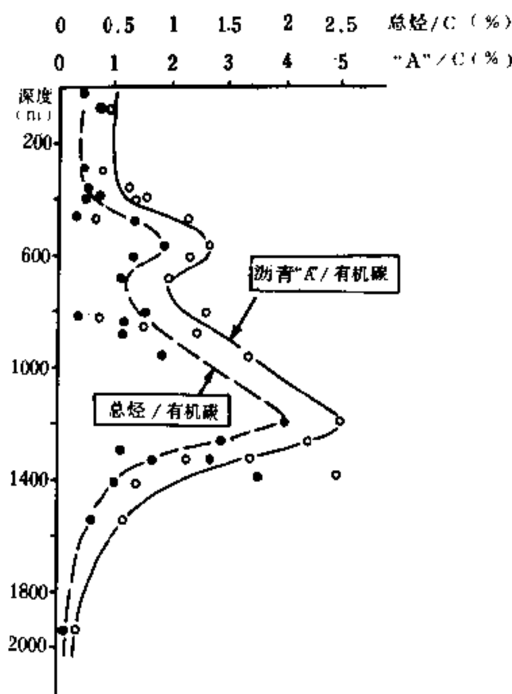


图 5-3-13 三水盆地坼心组生油岩有机质演化与深度关系图

2.裂缝性储集层

主要分布在盆地东北部沙头圩—马头岭一带、面积约 20 平方公里。以泥岩、泥灰岩、石灰岩裂缝储油形式出现。主要分布在坜二段，具有自生自储性质。一般石灰岩总厚 49~61 米。最厚在 100 米左右，单层最厚 25 米（南 4 井），与泥岩、泥灰岩间互出现。纵向缝发育，多为张性，最长的达 5.46 米（水 14 井），一般长 1~2 米。缝间小晶洞较多，层间缝也较发育。另一种裂缝具封闭性，为方解石脉充填，油气显示极差。

表 5-3-7　三水盆地成熟生油划分标准

成熟阶段	层位	井深 (m)	饱和烃 (%)	总烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	烃含量 (ppm)	A／C (%)	饱和烃／C (%)	总烃／C (%)
未成熟	E_2x^1	0~500	<25	<30	58	11	6	<1	<1	<1
低成熟	E_2b^3~E_2b^2	500~900	14~40	30~54	52~42	3~16	12~158	0.5~3.9	0.08~1.4	0.17~1.95
成熟	E_2b^2	900~1450	35~77	42~88	52~5	15~5	30~1500	5.8~1.5	2~2.5	3.5~1.1
成气	E_2b^2~E_2b^1	>1450	10~21	15~30	34~50	25~30	4~26	<5	<1	<1

在宝月及竹山岗的局部地区，钻井资料可见到裂缝发育带与油气显示程度的密切关系，即裂缝是油气运移的主要通道。竹山岗南 30 井于Ⅰ油组底凝灰岩裂缝发育带中获得了工业油流。

3.溶洞类型的储集层

在沙头圩及马头岭地区，坜二段石灰岩溶洞及大塱山组砾状灰岩中溶洞较发育。已在水深 9 井石灰岩溶洞中（钻进时放空 3.5 米）获高产 CO_2 气流。水 14 井大塱山组溶洞放空 3.25 米，南浅 1 井放空 0.5 米。

盆地东北边缘煤田浅钻中发现二叠系阳新石灰岩溶洞也很发育，同一岩性段内有的钻遇 5 个溶洞，最大放空达 12.96 米。

三、三水盆地北部生、储、盖组合类型

三水盆地北部生、储、盖组合有两种主要类型，即韵律式组合类型和单一式组合类型。

宝月—石潭地区坜心组二、三段为暗色泥岩与砂岩间互，尤以坜三段明显，由下而上可分出 10 个岩性段，构成上、下两个韵律。上韵律包括Ⅰ、Ⅱ两个油组，下韵律包括$Ⅲ_1$~Ⅳ油组，形成韵律式含油组合。马头岭地区的灰黑色钙质泥岩、泥灰岩及褐灰色灰岩，本身既是生油层又是储油层。

对于坜心组生、储油层而言，其上部的西坜组中、下部厚层泥岩则是区域性盖层。因此，三水盆地下第三系的生、储、盖组合配置是良好的。

第六节　宝月、竹山岗地区油、气、水分布及性质

一、油、气、水分布与生产动态

1.宝月背斜构造油气田

位于构造西侧高断块高点上的宝1井和宝21井（参见图5-3-9），其中Ⅳ油组顶部海拔为-709.4～-741.2米，形成$Ⅳ^1$油组砂岩纯气层，甲烷含量在90%以上。控制气层面积为0.45平方公里。稍向北至南1井区$Ⅳ^1$油组埋深790米已是气水同层。而$Ⅲ_1$油组（681.6～683.6米）气层则以南1井为代表。可见控制$Ⅲ_1$及$Ⅳ^1$油组气层海拔深度约为-780米，而其外围较低部位所钻各井，测试结果多为水层或干层。

宝1井主力气层$Ⅳ^1$油组，射开714.2～776.2米，用10毫米孔板测气，日产气2739.5立方米,原始地层压力为78.38千克／厘米^2。后又将754.2～761.4米两小层射开,用14毫米孔板测气，日产气11.8万立方米。1978年7月至1980年11月，间断生产282天，日产气3000～5000立方米,套压从57.5降至20千克／厘米^2,油压由57.2降至10千克／厘米^2、1980年2月气层出水,无能力供气。历年累计产气234万立方米,单位压降产气量4万米^3／大气压。1984年底，日产气100立方米左右，产水0.7立方米。

宝21井$Ⅳ^1$油组气层，射开730～735米，用14毫米孔板测气，日产甲烷气7万立方米。1978年4月至1980年1月间断生产162天，日产气最高达6000立方米，一般日产气为2000～3000立方米，压力下降很快，油压由65降至17千克／厘米^2，单位压降采气量为1.1万米^3／(千克／厘米^2)。累计产气69.3万立方米，因压力低无能力供气。

南1井$Ⅳ^1$油组为气水同层，主力气层为$Ⅲ_1$油组，钻进中曾发生气喷。下套管固井后，射开681.6～683.6米，用10毫米孔板测气，日产甲烷气4.2万立方米，静压为69.5千克／厘米^2。自1978年9月至1981年2月,间断产气508天,日产气4000～7500立方米、油压由64降至19千克／厘米^2，压力降低，气层出水，不产气。历年累计产气300.6万立方米。1984年4月油压降为零，井口不出气而关井。

由于断层切割，气层不连片，含气面积难以圈定，加上气层单层厚度较小（2～5.2米），物性条件差（一般孔隙度为2～17%，渗透率$<0.1\times10^{-3}\sim346\times10^{-3}$二次方微米），关井压力不稳定，虽经求产，三口井总产达23万立方米，但因含气面积小，单位压降采气量小，所以产能和储量矛盾较大。

宝月构造中部有原广东省地质局735队完成的三口油井，其中以水16井为例，$Ⅳ^1$油组831～835.7米井段射孔后可自喷，15天共产油3.475立方米，产气46678立方米；$Ⅳ^2$油组849.6～851.8米井段自然产能0.5米^3／日，压裂后，初期日产油7.568立方米，抽吸4天后可自喷,用3～6毫米油嘴生产三个月,日产油降为1.7立方米,油层压力为52.98千克／厘米^2，压力系数为0.62。

构造东南侧下降盘高部位所钻宝3井，其中$Ⅳ^1$油组912.8～915.8米井段的油迹砂质砾岩及$Ⅳ^2$油组929.2～934米井段的油迹中、细砂岩，测试结果均为水层，$Ⅲ_2$油组为干层，$Ⅲ_1$油组为油层。射开810.4～815米两层，自然产能为0.56米^3／日，后进行酸化和压裂措施，初期日抽油7～5立方米，稳定在3米^3／日。原始油层压力为73.7千克／厘米^2。本井从1977年开始试油，至1984年底累计产油1968.8立方米。另外在宝3井以南的水20井，主要油层则为Ⅰ油组，在647.8～649米及640.5～642米井段，自然产能日抽油0.468立方

米，压裂后也见效果，但产量递减很快。

2.竹山岗断块油气田

该油气田是一个近南北向的长条形断块，南北长3000米，宽800米，东西两侧为北东向正断层所控制，并被北西面小断层切割成三个小断块，每个小断块面积不足1平方公里，有2～4口试采井。至1984年底试采出油共11481.5立方米，井位可参见图5–3–9。

各断块采油情况如表5–3–8。

表5–3–8 各断块采油情况统计表

断块	油组	井号	累产油量(m^3)	累产水量(m^3)	含水(%)	采出程度(%)	备注
Ⅰ	IV^{1}	竹2–1	5855.1	642.9	28	20	包括水深17井的采出量
		南28	820.7	232.8	30		
	III_{2}	南26	133.3	0.2			
Ⅱ	IV^{1}	竹3–1	2873.2	5.5		5.5	
	IV^{4}	南29	455.9	0.1			
Ⅲ	IV^{2}	南18	822.4	6.8		1.9	包括水深3井的采出量
		南35	520.9	86.5	15.6		

Ⅰ断块主要油层为III_2和IV^1油组，油藏受岩性条件和构造条件双重控制，为构造—岩性油气藏。III_2油组为油迹、油斑砂岩，油层厚度3.6～6.6米，但夹层多，物性差，平均孔隙度为10.5%，渗透率为0.94×10^{-3}～17.3×10^{-3}二次方微米，压裂后才能出油。南26井每月只开井5～10天，初产油0.5～1.5米^3／日，产量低，递减快。

IV^1油组为主力油层，是三角洲前缘砂坝类型，油浸含砾砂岩及砂质砾岩，油层厚度5.6～7.4米，物性较好，平均孔隙度为14.2%，渗透率为46.3×10^{-3}～1217×10^{-3}二次方微米。但含油面积只有0.21平方公里，地质储量为5.35万立方米。边水较为活跃，油水界面北高（–1163米）南低（–1181.5米），是一个具有边水活动弹性驱动的小断块油藏。断块内水深17井，竹2–1井及南28井试采。其中水深17井IV^1油组1171.8～1178.8米井段，射开中、下部4米后自喷，用10毫米油嘴试油，日产油138立方米，原始地层压力为116.8千克／厘米^2。试油后，于1978年4月7日至6月3日，先后用6毫米及8毫米油嘴采油，日产量为36～82.9立方米。至5月12日即停喷，含水率达10～40%，无水采油期只有34天，累计产油2790立方米，总压降为8.15千克／厘米^2。

竹2–1井中IV^1油组1176.8～1183.2米井段，两小层为5.8米。射孔后自喷，用8毫米油嘴试油15小时45分钟喷油35.4立方米，后用4毫米油嘴试采，初期日产原油18立方米。无水采油期86天，从1981年7月15日见水。四年来累计产油5855.1立方米、出水640立方米。

Ⅱ断块是一个封闭式的小断块油藏，无边水活动。断块内有Ⅰ、IV^1、IV^4三个油组，主要采油层为IV^1油组，含油面积为0.2平方公里，地质储量为5.1万立方米。顶部有一个气顶，所以驱动能量除岩石孔隙的弹性外，主要为气顶气的能量。南20井位于气顶上，IV^1

油组 1055.4～1062.4 米井段，射开中部 1.6 米后喷气，6 毫米孔板测得日产气 31600 立方米。而位于气顶外围的竹 3-1 井，Ⅳ[1] 油组 1112～1116 米井段为油层，射孔后用 3 毫米油嘴生产，日产油 8.2 立方米。地层压力为 107.8 千克／厘米^2，饱和压力为 95 千克／厘米^2、地饱压差为 12.8 千克／厘米^2。累计产油 2873.2 立方米。总压降为 8.66 千克／厘米^2。

Ⅲ断块是一个平缓的向南延伸的狭长形断鼻，含油面积为 0.92 平方公里，地质储量约为 11.5 万立方米。开采层Ⅳ[2] 油组为细砂岩，物性较差，平均有效孔隙度为 7.2%，渗透率为 0.03×10^{-3}～7.3×10^{-3} 二次方微米，主要为溶解气驱动。除水深 3 井外，南 18 及南 35 井均为抽汲生产，每月抽油 15～20 天，每天抽油 8 小时。酸化压裂后投产，初期日抽油 4～5 立方米。

三水盆地北部主要气井情况汇总见表 5-3-9 及表 5-3-10。

表 5-3-9　三水盆地北部主要油、气井汇总表(一)

单位	地区	井号	生产层位(油组)	产层井段(m)	自然产能		措施类型	措施后日产量		地层压力(kg／cm^2)	层累计产量(m^3)
					油(m^3／d)	气(m^3／d)		油(m^3)	气(m^3)		
原南海石油勘探指挥部第二勘探大队	宝月	宝 3	$Ⅲ_1$	810.4～815	0.5		重复酸化压裂	7　3		73.7	油:1989.3
		宝 1	Ⅳ[1]	754.2～761.4		118000				78.38	气:234 万
		宝 21	Ⅳ[1]	730～735		70300	(Ⅳ[4] 层压裂 2 次出油 19.32)			67	油:19.3 气:69.3 万
		南 1	$Ⅲ_1$	射开 681.6～683.6		4200				68.4	气:300.6 万
	竹山岗	南 2	$Ⅲ_2$	1280.6～1285.4			封串、抽吸	1.91／4.9／0.24		118	油:333.8
		南 18	Ⅳ[2]	1135.2～1140			酸化压裂抽吸	5		93.8	油:822.4
		南 26	$Ⅲ_2$	1165.2～1176.4			酸化、抽吸	4.1-2.5			油:133.3
		南 28	Ⅳ[1]	1184～1188			抽吸	5-3		113.2	油:820.7
		南 29	Ⅳ[4]	1170.8～1187.2			酸化、抽吸	5.5-3		98.5	油:405.9
		南 30	Ⅰ	901.6～905.4	20.7／3.1					47.1／29.7	油:323.1
		南 35	Ⅳ[2]	1151.8～1157.8			抽吸、酸化压裂	5		92.4	油:520.9
		竹 2-1	Ⅳ[1]	1176.8～1183.2	18 (4mm)					106.5	油:5855.1
		竹 2-2	Ⅳ[1]	1173～1178.4	1.8		抽吸			104	油:25.6
		竹 3-1	Ⅳ[1]	1112～1116	8.2 (3mm)					107.8	油:2873.2
		竹 4-2	Ⅳ[4] Ⅳ[1]	1159.4～1169.2 1111.6～1117.6	0.2～1.1						油:15.4
		南 20	Ⅳ[4] Ⅳ[1]	1107.8～1118.4 1057～1058.6	0.61～0.8	31600	压裂 2 次			108	油:19.3 气:36000
		竹 5-1	Ⅳ[4] Ⅳ[1]	1101～1110 1058.2～1060.2	0.46	11220					油:6.9 气:37800
	小塘	南 7	Ⅳ[1]	1162～1177.2	CO_2 气	47400					
	累　计										油:14214.2 (包括放空量) 气:626.1 万
备　注		油井 12 口，天然气井 5 口，CO_2 气井 1 口 另外见少量油井：宝 7、竹 1-1、南 4、南 15、计 4 口井测试出油 90.9m^3									

表 5-3-10　三水盆地北部主要油、气井汇总表(二)

单位	地区	井号	生产层位(油组)	产层井段(m)	自然产能		措施类别	措施后日产量		地层压力(kg/cm^2)	层累产油①(m^3)
					油(m^3/d)	气(m^3/d)		油(m^3)	气(m^3)		
原广东省地质局七三五队	宝月	水 16	IV^2	831.3～835.7 849.6～851.8	0.4～0.5	3100	重复压裂抽吸	7.57/1.5			481.12
		水 20	I	640.5～649.0	0.468		压裂抽吸	7.53/1.50			411.73
		水 62	I～IV	684.8～882.6	0.2～0.5		压裂抽吸				164.4
	竹山岗	水深 3	IV^{1+2}	1122.8～1125.4 1153.6～1166.2	0.448		压裂抽吸	10.18/3.66			1296
		水深 12	IV	1130.4～1132.3 1155～1157.2			压裂抽吸	9.87/1.0			575
		水深 13	IV^4 IV^1	1166.4～1177.2 1112.2～1118.8			压裂抽吸	9.47/0.5	3000		85.2
		水深 17	IV^1	射开:1174.4～1178.4	138(10mm)					116.8	3925.2
	沙头圩	水深 11	E_2b^2	1411.4～1419.4 1172.3～1176.2			压裂抽吸	10.37/5.83		125.8	293.5
		水深 16	E_2b^2 E_1d	1234.4～1239.3 1415～1466	0.7～1.3		酸化抽吸	5.8/4.15～1.0		105.5	169
		水基 1	E_2b^2	1601.3～1603.2			酸化抽吸	2.5		107.08	108
		水深 9	E_2b^2(?)	1429.17～1432.67	CO_2气	喷后用 14mm 孔板测气为 437m^3/d					
累计			油井 10 口,CO_2气井 1 口 另外水 35 井 E_{2x}^1 层产少量油, 共产 21m^3;水 8 井产油共 49m^3								

① 层累产油数字截止于 1982 年,仅供参考。

二、油、气、水性质

1.原油性质

宝月和竹山岗的原油性质略有差异，宝月原油密度略高，汽油馏分少，含蜡质较多（见表5-3-11）。

表5-3-11 三水盆地、竹山岗地区原油性质表

地区	井号	相对密度	粘度	凝固点（℃）	颜色	C主峰位置	备注
宝月	宝3	0.8543	2.77	34	黑色		油质从构造边部向
	水20	0.8597	2.88	35.2	黑色		顶部变差
	宝21	0.8577		31	黑色		
	南1	0.8953		36	黑色		
	水16	0.8970	2.98	36.2	黑色		
竹山岗	水深17	0.8144	1.41	28	褐绿	14～15	IV^1油组
	水深3	0.8294	1.75	29	褐	18～19	IV^1油组
	南2	0.8449	1.95	30	褐	19	III_2油组

竹山岗地区原油具有低密度、低含硫、低粘度、含蜡质相对较高。油质以Ⅰ、Ⅱ断块中IV^1油组和IV^2油组为较好，IV^4油组差一些（见表5-3-12）。

表5-3-12 竹山岗地区各油组原油性质表

井号	层位	相对密度	粘度	闪点（℃）	含蜡量（%）	凝固点（℃）	硅胶质（%）	含硫量（%）	含水量（%）	沥青质（%）	初馏（℃）
南30	Ⅰ	0.8348	8.31	80		33		0.061	1.5		164
南28	IV^1	0.8295	6.32	闭口-4		25		0.07	4.76		80
南18	IV^2	0.8182	5.45	闭口-2		28		0.07			99
水深3	IV^2	0.8360	1.88	36	22.2	34		0.12	3.5	0.68	72
南20	IV^4	0.8420	11.7	97	19.9	38	4.21	0.10	39.4	0.55	182

2.天然气性质

宝月构造高部位形成纯气层，成分以甲烷为主，含量达93.55%以上，乙烷为0.5～

0.6%，丙烷为0.4～0.5%，氧及氮气少量。而竹山岗地区天然气性质不同，密度较大（见表5–3–13）。

表5–3–13　竹山岗地区天然气性质表(成分以%计)

天然气类型	井号	层位	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	相对密度	临界压力 (kg/cm^2)	临界温度 (°K)
油气层	南18	Ⅳ²	57.3	14.8	7.11	0.95	1.2	微	微	0.894	51.2	241.3
纯气层	南20	Ⅳ¹	86.1	6.7	2.14	0.43	0.56			0.64	46.78	201.84
油层气	水深3	Ⅳ²	50.4	11.9	7.7	2.48	4.61		1.16	0.80		

3.水的性质

宝月构造为重碳酸钠型和硫酸钠型水，矿化度一般为20000毫克／升左右，氯根含量为10000毫克／升。竹山岗断块属硫酸钠型水，总矿化度为112624～125442毫克／升，氯根含量为65051～61772毫克／升，酸碱度一般在6左右，含少量微量元素碘、溴等。

不同地区、不同断块水的矿化度差异较大，总的趋势是由宝月向竹山岗、石潭地区增高。另外，在竹山岗断块，油层温度在1175～1265米井段间，地温为54.5～56℃，地温梯度为2.6～2.8℃／100米。

第七节　油气资源量的预测

一、生油岩统计与生油的计算(表5–3–14)

表5–3–14　三水盆地生油岩与生油量计算参数数据表

层　位	生油岩厚　度 (m)	生油岩面　积 (km^2)	生油岩体　积 (km^3)	C (%)	"A" (ppm)	总烃 (ppm)	备注
埼心组三段	100～150	723.29	89.35	0.73	498	410	
埼心组二段	250～350	811.40	111.63	1.05	934	643	主力生油层
埼心组一段	103.8	60.6	3.19	0.70	274	450	
合　　计			204.17		平均569		

1.数学模拟法（蒂索法）

据公式

$$Q_{蒂}=1.22\times C\cdot Y\cdot D\cdot V$$

式中　C——剩余有机碳含量，%；

Y——单位有机质生油量，克／克$_{有机碳}$；根据地质矿产部十二普查勘探大队计算结果为0.112克／克$_{有机碳}$；

D——生油岩密度，23.6亿吨／公里^3；

V——生油岩体积，立方公里；

1.22——换算常数。

计算结果为$Q_{condition}$约为5.95亿吨。

其中包括生气量折算成生油量的1.63亿吨，生油量则为4.32亿吨。

2.残余氯仿沥青"A"法

据公式

$$Q_{"A"} = "A" \cdot D \cdot V$$

式中　"A"——生油岩中氯仿沥青"A"平均含量，%（ppm换算成"A"$\times \frac{1}{10^6}$）；

D——生油岩密度，23.6亿吨／公里^3；

V——生油岩体积，立方公里。

计算结果$Q_{"A"}$为2.74亿吨。

3.蒙特卡洛法

地质矿产部第十二普查勘探大队按蒙特卡洛法计算生油量，坤心组用75%生油量概率值，计算结果也是5.95亿吨。

根据三水盆地生油岩的资料和我国东部中、小型盆地生油岩对比，属中等水平。因此，总生油量选用5.95亿吨（其中包括生气量折算成生油量1.63亿吨）。

二、油气资源量的确定

根据我国东部盆地生油凹陷聚烃系数类比，三水盆地的聚烃系数取3～5%，计算求得石油资源量为1296～2160万吨。

天然气资源量等于生气量乘以保存条件系数0.3%，为48.9万吨；以每立方米甲烷在标准状态下重0.716千克换算成体积为6.83亿立方米。

三、已探明的地质储量

根据竹山岗地区勘探所获资料，曾进行地质储量计算。因含油面积较小，仅以数平方公里计，有效储层厚度亦仅数米，其原油储量仅以10万吨级计。天然气储量亦复如此。

宝月背斜上的三口气井含气面积尚不足1平方公里，已趋衰竭。

总之，竹山岗地区和宝月地区未形成较大规模的油气田。

第八节　含油气远景评价

三水盆地的下第三系具备了较好的生、储、盖组合条件。盆地有长期稳定下降的特点，生油岩厚度较大，有机质丰度高。转化条件较好的坤心组生油层和具有低渗透性、部分中渗透性砂岩孔隙和碳酸盐岩缝洞等多种类型、多层次的储集层，发育着碳酸盐岩浅滩相及碎屑岩三角洲前缘沙坝与浊积砂体，从凹陷中心向斜坡地带减薄或尖灭，有利于形成岩性圈闭。早第三系晚期的构造运动，形成了数量众多的背斜、断块、断鼻及断层圈闭，具备了形成油

藏的地质条件。已发现了纯气藏和油田溶解气藏和具有水力弹性驱动、气顶弹性驱动的油藏。初步掌握了宝月、竹山岗、沙头圩等有经济价值的油气聚集的有利地区与生油凹陷周围的一些有利构造带。

盆地具有"新生古储"的古潜山油气藏形成的基本条件，基底断裂发育，有些基底断块潜山分布在生油凹陷周围，可能会有通过断面或不整合面接受下第三系油气源提供的油气聚集条件。如小榄断块一带坤心组生油岩复盖在三叠系砾岩之上，供、储油条件较好。同时，下第三系覆盖的晚古生代—早中生代地层，遭受构造变动和风化淋滤，常具有较厚的古风化壳储集层。因此在那些缺失白垩系地层的古隆起带及生油凹陷中的基底断块隆起地区，均属有利的勘探地区。

岩相古地理和古构造情况说明，泥盆—二叠纪和晚三叠世、早侏罗世，沉积了海相、海陆过渡相的碳酸盐岩与碎屑岩，具有石灰岩、泥灰岩、灰黑色泥岩、粉砂岩夹煤层，富含有机质，并形成盆地周围重要的采煤区。由此推断，在三水盆地内部深处有晚古生代的背斜、向斜构造。在 3000 多米厚的中、新生代地层覆盖下，增温增压，有形成煤成气的有利条件，而且具有良好的盖层，是勘探煤成气的重要场所。

根据目前所掌握的资料，三水盆地北部具有下列含油气有利地区（参见图 5-3-8）。

1.一类有利地区

(1) 宝月构造带　处于生油凹陷之中，为油气聚集的有利地区，生、储、盖配套，保存条件较好，目前发现的油气藏均位于此带上。

(2) 马头岭构造带　邻近生油凹陷，生、储、盖组合较好，储集层以裂缝为主，砂岩孔隙次之。该带上已发现油井及二氧化碳气井。

2.二类有利地区

(1) 华涌鼻状构造带　邻近生油凹陷，保存条件较好。该带已发现天然气井。

(2) 紫竹岗构造带　邻近生油凹陷，但火成岩分布较多，油气保存可能会因此而受到影响，推测向盆地腹部保存条件会变好。

以上两个构造带，资料较少，局部构造不清楚。

3.古潜山远景区

沙头圩—马头岭断块基底抬起较高，埋深在海拔-1000～-2000 米左右，缺失白垩系，基底多为石炭系和二叠系石灰岩，也有三叠系砂岩及煤系地层，溶洞发育，离油源区近，是寻找古潜山油气藏的有利地区。

但是，三水盆地对已取得的勘探成果还需进一步加强综合分析研究，积极挖掘油气藏的生产潜力，认识其规律。在有条件时应尽量采用先进的地震新技术、新方法，重新进行全盆地的地震勘探、详探，以落实下第三系各组段的构造、断块等圈闭；查明局部构造、砂岩体、碳酸盐岩储集带的分布；落实前第三系基底构造或断块、古潜山的特征、缝洞发育情况；并了解火山岩体分布特征与断裂、构造的关系，为布井提供依据。

宝月背斜的浅层天然气已于 1976 年底作为生活燃料用气。地方上也用天然气开展副业生产。1977 年下半年，与佛山地区采油队签订了供气发电合同，自 1978 年 4 月至 1980 年 1 月，提供发电用气 356.3 万立方米，回收资金 232468 元。目前三口气井已近枯竭，在开采完毕后，从长远着想，还可考虑作为后备天然气库。竹山岗气井因属油层气顶，暂未开发，待油采完后再采气。今后在条件允许时，可进一步完善开发井网，提高经济效益。

此外，三水盆地还有较丰富的 CO_2 气资源，1980 年佛山地区气体研究所成功的利用水

深 9 井的 CO_2 气制成干冰，进入香港市场，经济效益颇佳。目前南 7 井的 CO_2 气尚未开采，可采取措施并加以利用。因此 CO_2 气藏的开发也是非常有前景的。

总之，三水盆地是广东省陆地上中、新生代沉积盆地中含油气远景较好的盆地，由于地震工作未过关，基本的构造面积尚不清楚，虽然局部地区钻探程度较高，但大面积内尚未开展综合勘探，加上钻机能力有限，有些基本地质问题至今还没有得出统一认识，还需在今后可能条件下，向深度和广度开展工作，积累和分析资料，力争在石油地质规律的认识上、在勘探效益上产生一个新的飞跃。

第四章 茂名盆地

第一节 概 况

茂名盆地位于广东省西部，粤西山区东南部的丘陵地带，海拔由10多米至70米，个别丘陵高达100余米。

盆地北起高州县，南至吴川县，东起电白县羊角圩，西达化州县境内，面积约1500平方公里，其中下第三系盆地面积约400平方公里。盆地地处亚热带，气候温暖多雨，物产丰富，交通方便。特别是茂名石油城的建设和炼油工业的发展，带动了工农业的蓬勃发展。

第二节 勘探简史

茂名盆地下第三系的油气勘探是从1954年油页岩的普查勘探工作开始的，大致可分为三个阶段:

1.第一阶段: 1954～1959年的油页岩普查勘探阶段

在这一时期里，煤炭部130地质队在下第三系盆地南缘进行油页岩的普查勘探，井网布置为500×500米，共钻井480口，总进尺达71899.33米，平均单井井深149.79米。其中有10口钻孔见到油砂、油迹、油斑显示。这些工作为以后茂名盆地下第三系油气资源勘探提供了依据。

2.第二阶段: 1959～1970年的石油普查阶段

1959～1962年，广东省地质局765队在茂名盆地作了1∶20万的地质普查。广东省石油局湛江石油勘探大队在下第三系盆地内作了综合性的地质、重力、磁力测量，地面电法测量、地面放射性普查以及一条10公里长的地震测线，并钻了一批浅井。

1966～1970年1月，茂名石油公司地质指挥所在低山、塘背浅油层进行钻探，同时，在陈垌地区开展钻探普查。

3.第三阶段: 1971～1976年的全面勘探阶段

茂名石油公司地质勘探指挥部，先后组织了地震队、钻井队、固井队、测井队和试采队，在下第三系盆地内进行全面勘探，并对茂名盆地白垩系进行路线踏勘。6年内共钻井51口（茂参1～20和茂浅1～31）（见图5-4-1），进尺59159.48米，平均单井井深1159.99米。地震测线627.7公里，获工业油流井2口，共采原油1838.106立方米。第二、三阶段共钻井217口，总进尺89902.46米，勘探程度见图5-4-2。

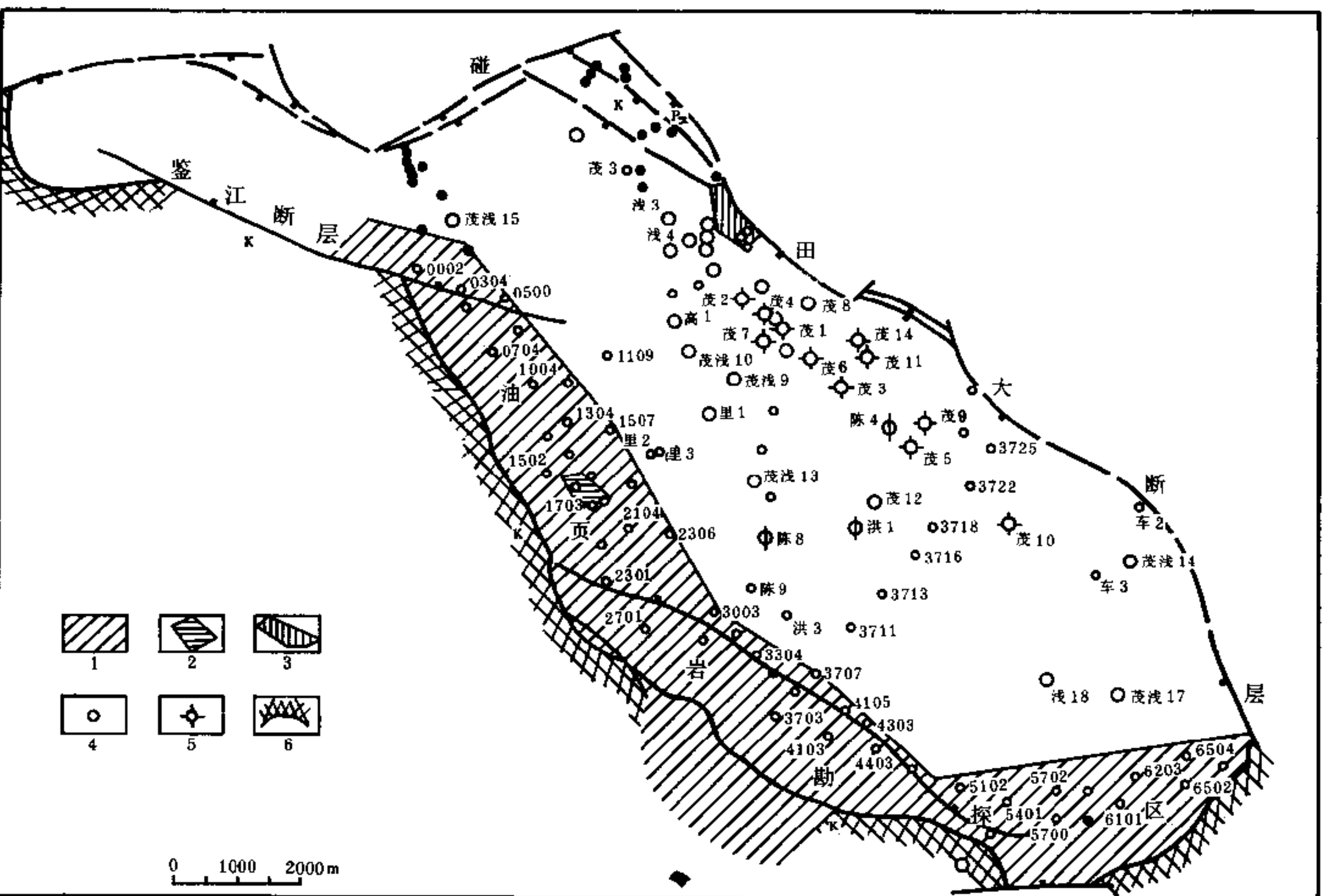


图 5-4-1　茂名盆地第三系钻探程度图

1—1954～1959 年油页岩探区；2—低山浅油层探区；3—塘背浅油层探区；

4—井深小于 1200 米的浅井；5—井深为 1200～1800 米的中、深井；6—盆地边界

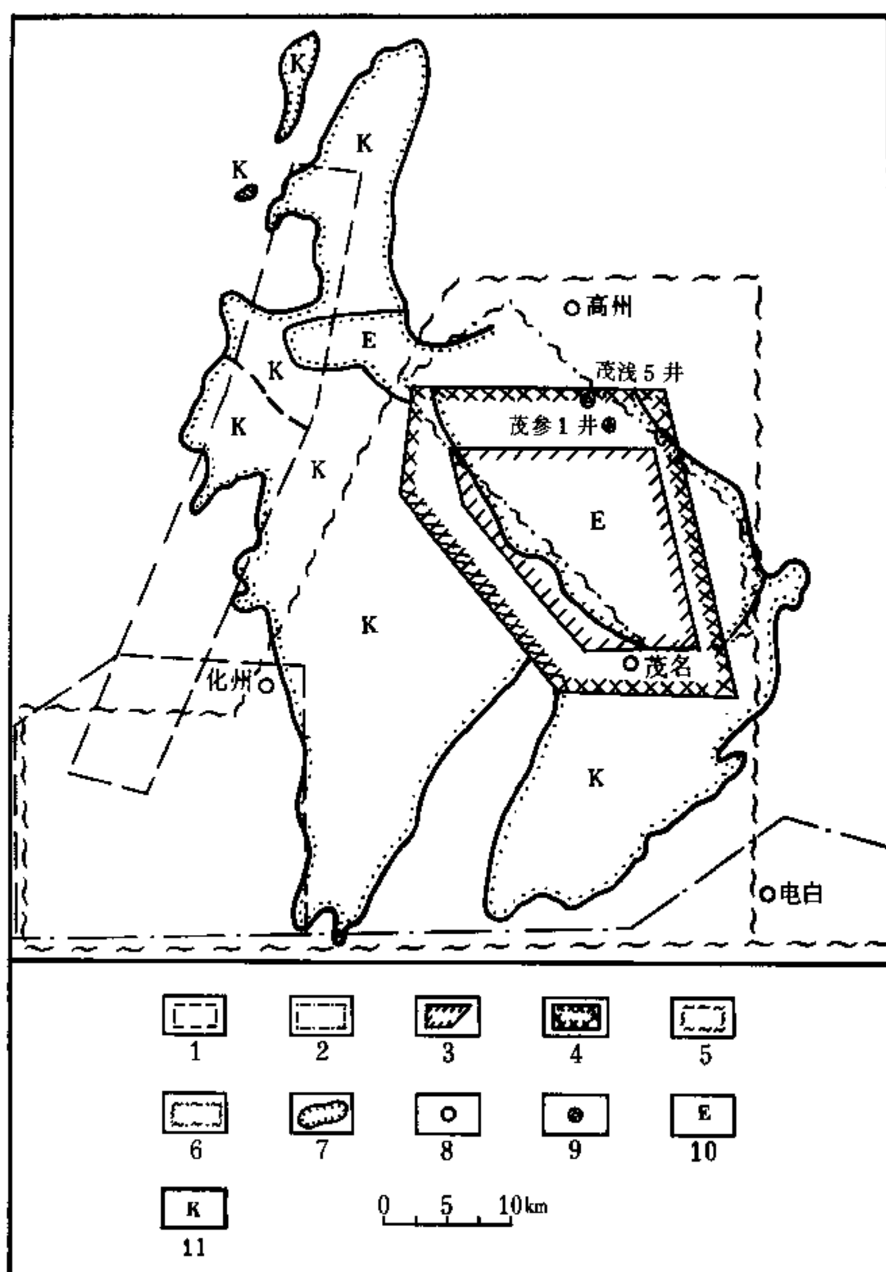


图 5-4-2 茂名盆地勘探程度图

1—1：20万野外丈量剖面区；2—1：20万石油地质调查区；3—电测深调查区；4—放射性调查实验区；5—1：20万重、磁测量区；6—地震勘探区；7—盆地边界；8—市、县；9—油、气井；10—第三系；11—白垩系

第三节 地 层

一、地层

茂名盆地外围出露的地层为下古生界黑云母石英片岩、石英云母片岩、混合花岗岩、花岗岩。在盆地西部和石牛岭地区有中、下泥盆统的石英岩。高州化肥厂一带及痢痢岭见有中

泥盆统白云质灰岩、钙质页岩出露。盆地东部及西南角有印支期及燕山期花岗岩出露。根据盆地周围出露的地层推测，盆地内部的基底应以下古生界变质岩为主，西部可能为上古生界中、下泥盆统。

盆地内白垩—下第三系地层可分为下白垩统三丫江组、上白垩统铜鼓岭组、下第三系古—始新统油柑窝组、始新统黄牛岭组、尚村组、老虎岭组及渐新统高棚岭组七个地层单元及第四系冲积层，参见图 5-4-3。

1.下白垩统三丫江组（K_1s）

为一套暗紫红色、棕褐色复矿砾岩、含砾复矿砂岩，泥质砂岩夹灰绿色火山角砾岩。上部为一套中酸性火山岩，厚度大于 2800 米，主要分布在盆地南部化州—吴川一带，尤于三丫江圩最为发育，火山岩主要分布在南盛—石鼓一带。与下伏地层呈不整合接触。

2.上白垩统铜鼓岭组（K_2t）

下部为棕红色砂质复矿砾岩、复矿粉砂岩夹安山玢岩；中部为鲜棕红色中—细砂岩；上部为棕红色复矿砂、砾岩。厚度大于 700 米。主要分布于袂花、羊角、铜鼓岭一带。与下伏地层呈不整合接触。

3.下第三系古—始新统油柑窝组（Ey）

下部为角砾岩，砂泥质砾岩及灰绿色粉砂质泥岩、泥岩、夹 2～3 层薄煤层；上部为灰褐色—灰黑色油页岩。厚 0～110 米（见图 5-4-4）。在下第三系盆地内广泛分布，面积约 300 平方公里。油页岩厚 25～36 米。有机质含量高，为第一个生油层。

在电阻率测井曲线上，油页岩为高阻显示，电阻率达 150～350 欧姆米，下部砂、砾岩则较平缓，为 10～20 欧姆米。

4.始新统黄牛岭组（Eh）

下部为杂色泥岩，粉砂质泥岩及灰白色砂砾岩；中部为浅灰色砂岩，砾状砂岩夹砂质泥岩；上部为砂岩、砾状砂岩与泥岩、砂质泥岩互层。厚度为 0～280 米（见 5-4-5）。是一套粗碎屑为主的河湖相至浅湖相沉积，是盆地主要储油层。与下伏地层呈整合接触。

在电测曲线上反映为锯齿状，视电阻率 10～55 欧姆米。一般在 30 欧姆米左右。

5.始新统尚村组(Esh)

为一套灰褐—灰黑色泥岩，质纯，较致密。在陈垌、瓦垄、低山一带的中、下部夹有厚度不等的油页岩，平均厚度约 22 米。沿碰田断层的南侧 1～1.2 公里范围内，尚村组的泥岩相变为泥质粉砂岩、灰白色含砾复矿砂岩与复矿砾岩互层，尚村组中部在盆地中心相变为砂岩。盆地西部发现螺化石。厚 350～550 米（见图 5-4-6）。

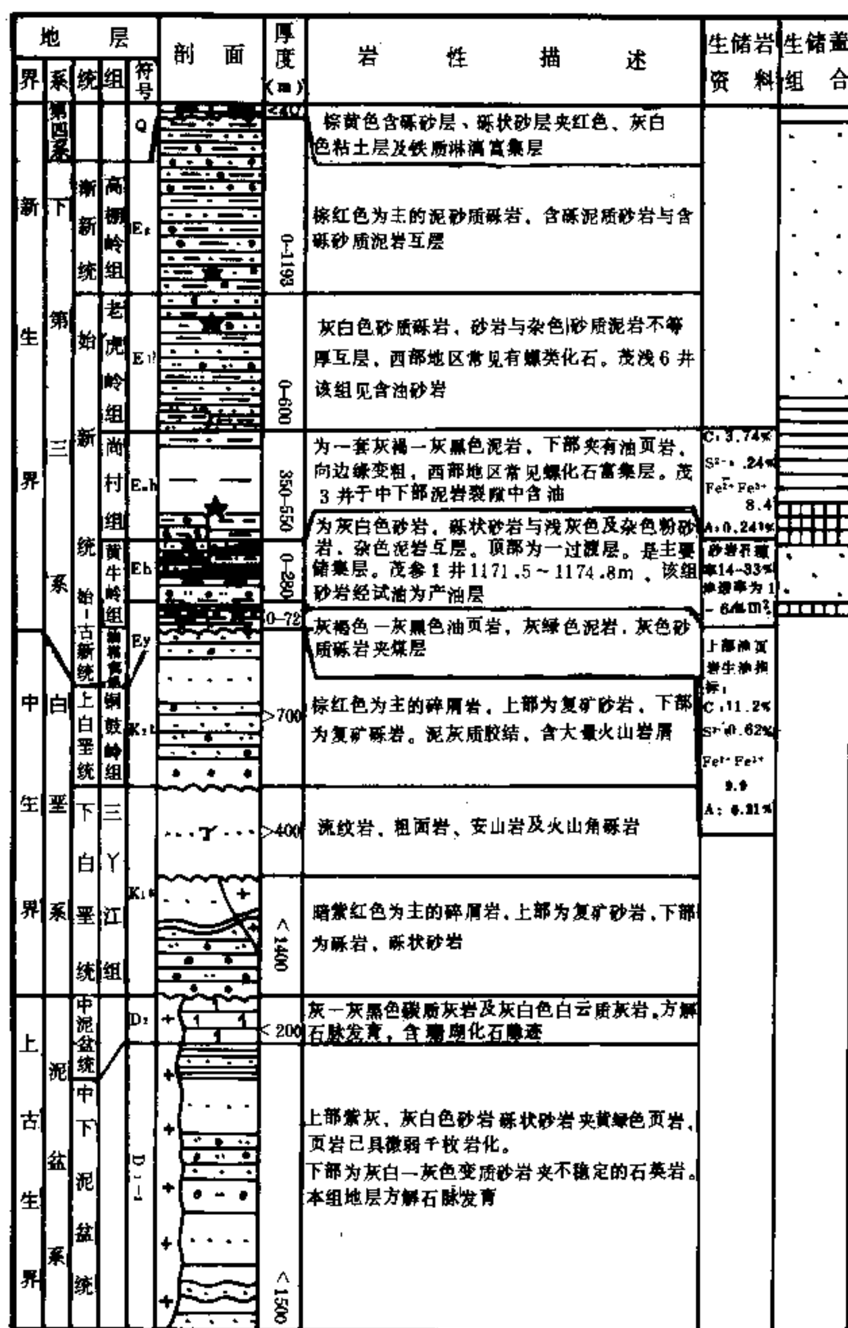
视电阻率曲线从上至下，由平直的低阻变为高低相间的曲线。

尚村组为一套半深水湖相及边缘河湖相沉积，为茂名盆地下第三系的第二套生油层。有机碳含量高，具有向石油转化的能力，生油岩面积约 83 平方公里。与下伏地层整合接触。

6.始新统老虎岭组（El）

为灰白色砂质砾岩、砂岩与杂色砂质泥岩不等厚互层。底部为灰白色砂岩与褐灰色、灰黑色泥岩互层。厚 0～600 米（见图 5-4-7）。与下伏地层整合接触。

该组在电测曲线上反映为高阻，4 米视电阻率为 100～150 欧姆米与 40～60 欧姆米交互出现。为一套河湖相沉积。



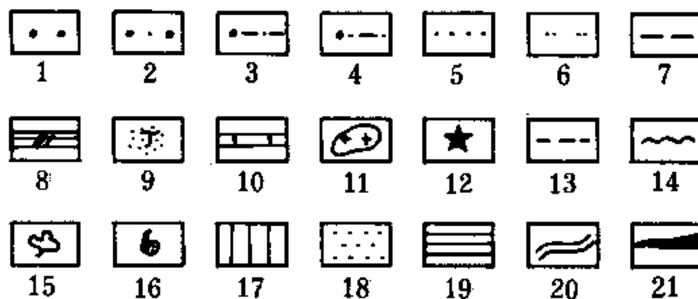


图5–4–3 茂名盆地地层综合柱状剖面图

1—砾岩；2—砂、砾岩；3—含砾砂质泥岩；4—含砾泥质砂岩；5—砂岩；6—粉砂岩；7—泥岩；8—油页岩；9—火山角砾岩；10—白云质灰岩；11—方解石脉；12—油显示；13—假整合；14—不整合；15—植物化石；16—动物化石；17—生油岩层；18—储油岩层；19—盖层；20—缩减剖面符号；21—油层

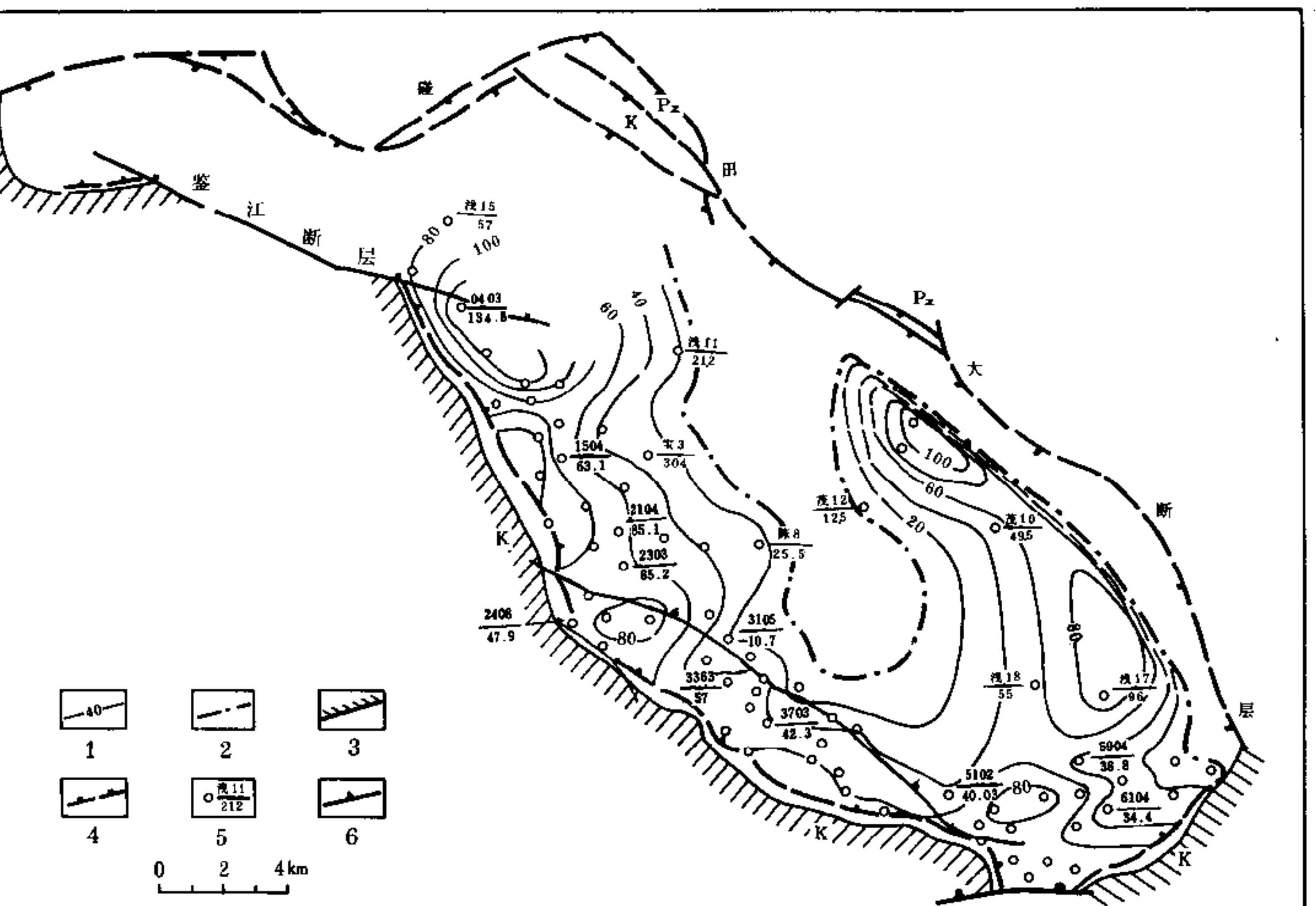


图 5-4-4 茂名盆地第三系油柑窝组等厚图

1—等厚线（米）；2—尖灭线；3—盆地边界线；4—断层；5—井位及井号／钻厚（米）；6—剥蚀线

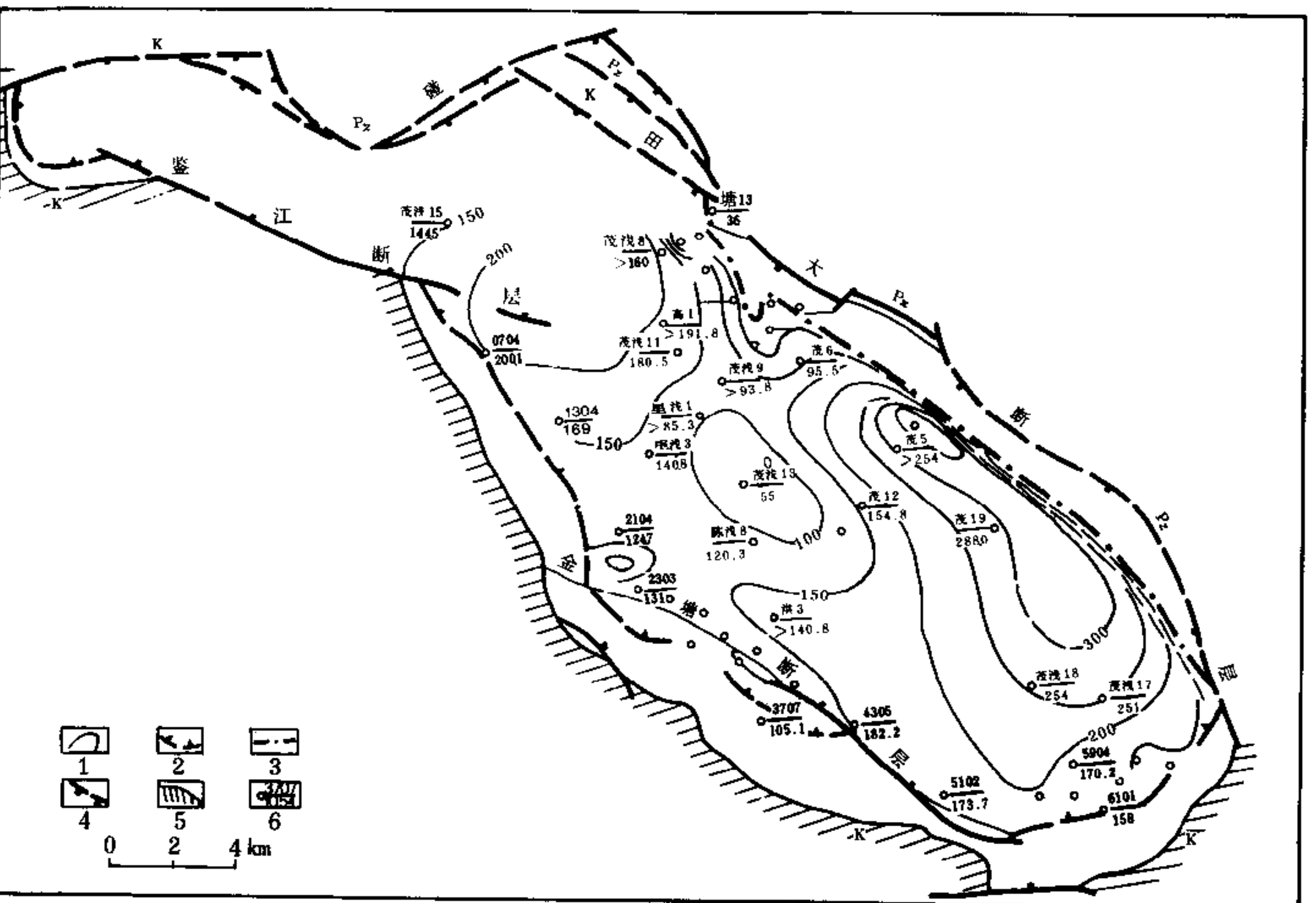


图 5-4-5　茂名盆地第三系黄牛岭组等厚图

1—等厚线（米）；2—剥蚀线；3—尖灭线；4—断层；5—盆地边界线；6　井位及井号／钻厚（米）

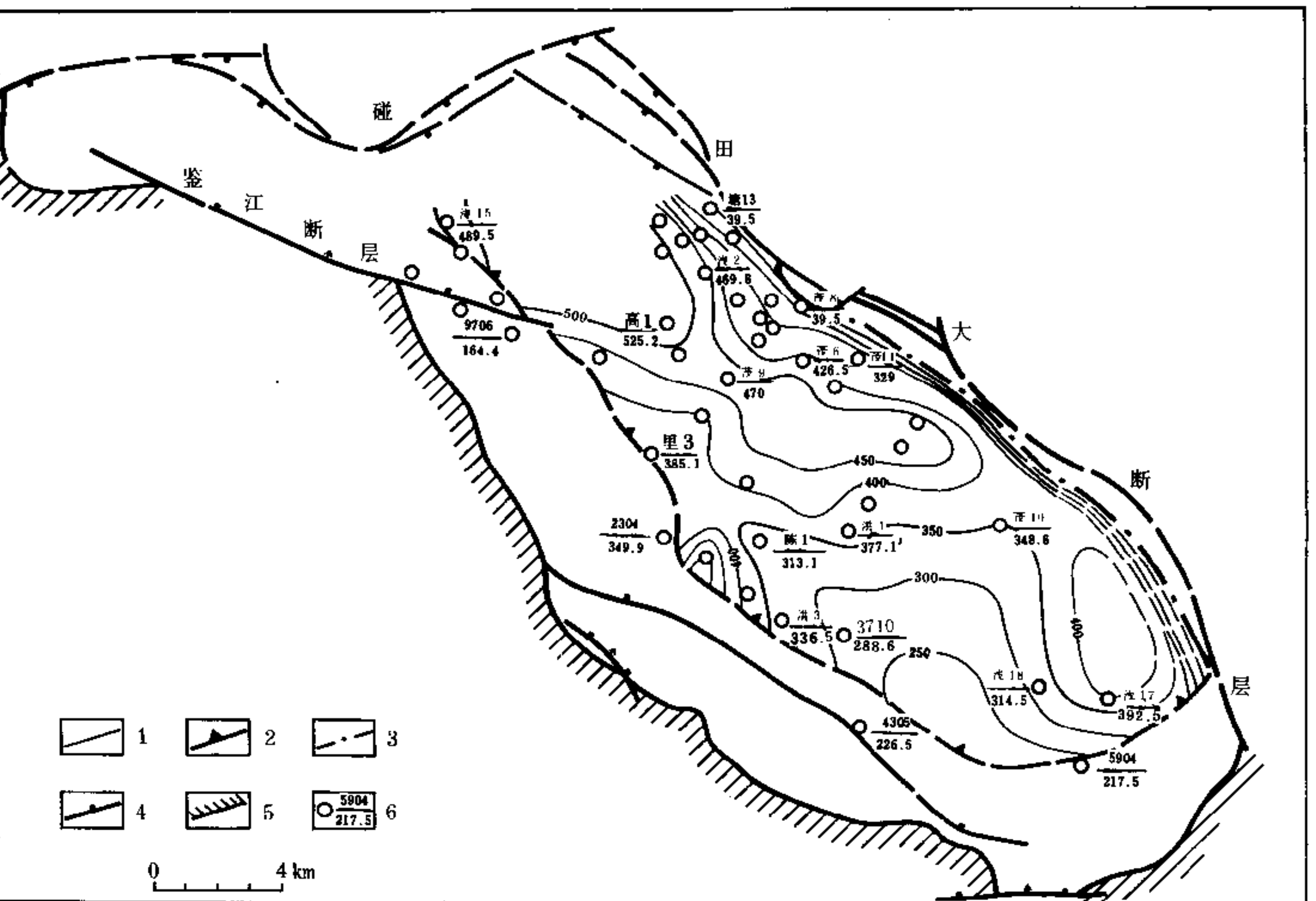


图 5-4-6 茂名盆地第三系尚村组等厚图

1—等厚线（米）；2—剥蚀线；3—尖灭线；4—断层线；5—盆地边界线；6—井位及井号、估厚（米）

图 5-4-7　茂名盆地第三系老虎岭组残存等厚图

1—等厚线（米）；2—剥蚀线；3—断层；4—盆地边界线；5—井位及井号／钻厚（米）；6—尖灭线

7.渐新统高棚岭组（Eg）

为一套棕红、紫红色泥砂质复矿砾岩，含砾不等粒复矿砂岩与杂色含砾砂质泥岩不等厚互层。属山麓堆积相，厚 1193 米。与下伏地层整合接触。

电测曲线反映为视电阻率较低的泥岩（20 欧姆米）与视电阻率较高的砂、砾岩（40～50 欧姆米）相间的特征。

8.第四系（Q）

为棕黄色含砾砂层、砾状砂层夹浅红色、灰白色粘土层及铁质淋漓富集层。下部常有黑色粘土，含半碳化植物树干。

二、沉积发育史

下白垩统三丫江组为一套较干旱氧化环境下形成的红色沉积物，具一些水平层理和微斜层理，中、下部夹有少量石膏。属河湖相—浅湖相交替的粗碎屑沉积。中、上部为河流洪积相—山麓冲积相粗碎屑岩沉积。盆地南部逐渐收缩，上部为火山喷出相的酸性至中酸性熔岩。盆地有短暂的上升剥蚀过程。后来再度下降，接受了上白垩统铜鼓岭组的沉积。

上白垩统铜鼓岭组也为较干旱、氧化环境下的红色沉积。主要是河湖相和河流冲积相。下部夹有中性喷出岩。动、植物化石极为贫乏。

由于燕山五幕构造运动的影响，白垩纪盆地南部抬起，北部由于碰田断裂的强烈活动，以及金塘、羊角断裂的影响，改变了盆地的面貌，使原来北东向沉积的白垩纪盆地转变为北西向沉积的早第三纪盆地。

下第三系古新—始新统油柑窝组，是在亚热带温暖潮湿的气候下沉积的。植物茂盛，水中发育着喜欢在淡水湖泊、宁静水中生活的盘藻、龟鳖类、鱼类等生物。属淡水浅湖相—半深水湖相的沉积。

始新统尚村组沉积时，湖盆较稳定，气候温暖潮湿，植物繁茂，水中大量出现光面球形藻和一些腹足类、瓣腮类动物，沉积了一套淡水、半深水湖相的暗色泥岩。

到始新统老虎岭组沉积时，湖水变浅，湖盆范围缩小，水中螺类生物发育，沉积了一套河流湖泊相的砂泥岩。

渐新世时期，盆地南部继续抬起，北部碰田断裂又一次活动，下降速度快。因此，靠近碰田断层沉积了一套山麓堆积相的高棚岭组砂、砾岩。

高棚岭组沉积以后，盆地全面上升抬起，结束了茂名盆地的沉积，转人风化剥蚀阶段。

三、生、储、盖组合

茂名盆地的生油岩，主要是下第三系的油柑窝组油页岩和尚村组黑色泥岩。

油柑窝组油页岩及暗色泥岩一般厚 55 米，其中油页岩厚 25 米。生油岩有机地球化学指标为：有机碳 13.26%，氯仿沥青“A”0.875%，总烃 0.3～0.6%，有效生油岩分布面积为 83 平方公里。

尚村组黑色泥岩厚 350～550 米，有机地球化学指标为：有机碳 3.07%，氯仿沥青“A”0.331%，总烃 0.02～0.06%，高者可达 0.1%（见表 5−4−1）。

茂名盆地的储集层类型主要是砂岩孔隙，其次是泥岩裂隙。储油层层位为黄牛岭组砂岩、尚村组相变带粉细砂岩以及老虎岭组的砂砾岩。储集层物性见表 5−4−2 和表 5−4−3。

从表中可以看出，茂名盆地储集层物性是好的，但变化也很大。如黄牛岭组砂、砾岩和砂岩孔隙度最低为 2.8%，最高可达 33.4%；渗透率最低为 0，最高可达 35257.9×10^{-3} 二次方微米。储油物性变化如此之大，会对油气的富集带来不利影响。此外，这种巨大的变化不

仅表现在横向上，而且在纵向上也是如此。以至难于形成大范围连片的油层。

表 5-4-1　茂名盆地生油层有机地球化学数据表

生油层位	岩　性	样品数(个)	有机碳(%)	氯仿沥青"A"(%)	总烃(%)	生油岩		有效生油岩面积(km^2)
						厚度(m)	单层厚(m)	
尚村组	褐灰-灰黑色泥岩	150	3.07	0.331	0.02～0.06	350～550	350～550	83
黄牛岭组	绿灰-褐灰-灰黑色泥岩	59	1.626	0.388		12～15	6	
油柑窝组	黑色泥岩、油页岩	26	13.26	0.875	0.3～0.6	45～65	35～40	83

表 5-4-2　茂名盆地孔隙度数据表

层　位	砂、砾岩(%)				砂　岩　(%)				粉砂岩(%)			
	块数	最高	最低	平均	块数	最高	最低	平均	块数	最高	最低	平均
老虎岭组					6	31.8	11.32	24.32				
尚村组	11	22.54	10.77	18.1	19	20.93	7.43	16.13	2	18.74	10.9	4.82
黄牛岭组	43	25.7	2.84	16.88	126	33.4	4.46	18.07	5	8.07	3.01	4.89
油柑窝组					3	8.43	4.6	7	1			7.87

表 5-4-3　茂名盆地渗透率数据表

层　位	砂、砾岩($10^{-3}\mu m^2$)				砂　岩　($10^{-3}\mu m^2$)				粉砂岩($10^{-3}\mu m^2$)			
	块数	最高	最低	平均	块数	最高	最低	平均	块数	最高	最低	平均
老虎岭组					4	568.3	0.32	226.8				
尚村组	8	8681.6	1.21	1897.8	8	4732.8	0.23	623.2	2	1.17	0	
黄牛岭组	40	35257.9	0.72	4640.7	122	12761.9	0	1414.4	4	0.11		
油柑窝组					3	0.15	0					

茂名盆地盖层条件是良好的，泥岩盖层的连续厚度一般大于100米。黄牛岭组上段的储集层，其上有尚村组的生油岩可作为盖层，厚度100～550米，尚村组中部砂岩相变带的储集层，其上有尚村组90～150米泥岩作盖层。

但是茂名盆地的油气保存条件是较差的。在下第三系向斜内，断层较发育，据地震 T_6 反射层构造图上反映，大小断层计有 65 条，均为正断层，并且以北西—南东走向为主，发育时间早，延续时间长，对油气保存条件不利，碰田大断层不但控制了下第三系的沉积，而且控制了次一级断裂的发生和发展。从试油情况看，地层水矿化度很低，仅为 246.64～1701.64 毫克／升，越靠近碰田断裂地层水矿化度越低。可能是由于碰田断裂带起着地表水与地层水交替通道作用的缘故。地表水矿化度为 86.83 毫克／升。因此，茂名盆地的油气藏是遭受地表水的交替而受到破坏的。

第四节　构　造

一、区域构造背景

茂名盆地位于粤桂隆起的东南端，是在隆起背景上发育起来的白垩—第三纪沉积盆地。

侏罗纪末，燕山运动第三幕波及全省，有自东向西逐渐减弱之势，结果使得北东向的吴川—四会断裂带及其相伴的北西向碰田断裂带进一步活动，产生了茂名断陷盆地，沉积了一套河湖相的类磨拉石碎屑岩及火山岩、火山碎屑岩地层。

晚白垩世末期，燕山运动第五幕对茂名盆地仍有影响，使得茂名盆地南部继续抬起，北部碰田断裂又一次活动，并伴随产生一系列次一级的北西向断层，改变了原来的沉积方向、湖盆进一步缩小，沉积了一套砂泥岩地层。于是，形成现今的北西向第三系盆地。

二、二级构造单元划分

二级构造单元的划分情况见图 5–4–8 和图 5–4–9。

根据茂名盆地地质构造特点，可将盆地内构造分为两个二级构造单元：

一个是被称为“红色盆地”的复式向斜构造带，其构造轴向为北东向。向斜构造带由次一级的小东江向斜、青年湖背斜、南盛向斜、石鼓背斜和连界圩向斜组成。背、向斜均由白垩系地层组成。

另一个二级构造单元是北西向的下第三系向斜构造带。此构造带长约 43 公里，宽 14 公里，面积约 400 平方公里，北翼倾角一般 35° 左右，南翼倾角 10° 左右，南翼各组地层依次出露，北缘为碰田大断裂，下第三系自下而上地层依次向碰田断裂带超覆。

下第三系构造总的特点是：盆地西南部地层埋藏浅，向东北方向埋藏变深，至北面的碰田断裂附近，埋藏最深，基本上是一北东向倾伏的单斜层（图 5–4–10 和图 5–4–11）。在此单斜层上，发育了众多的断层，这些断层使地层形成了许多断块和断鼻构造。

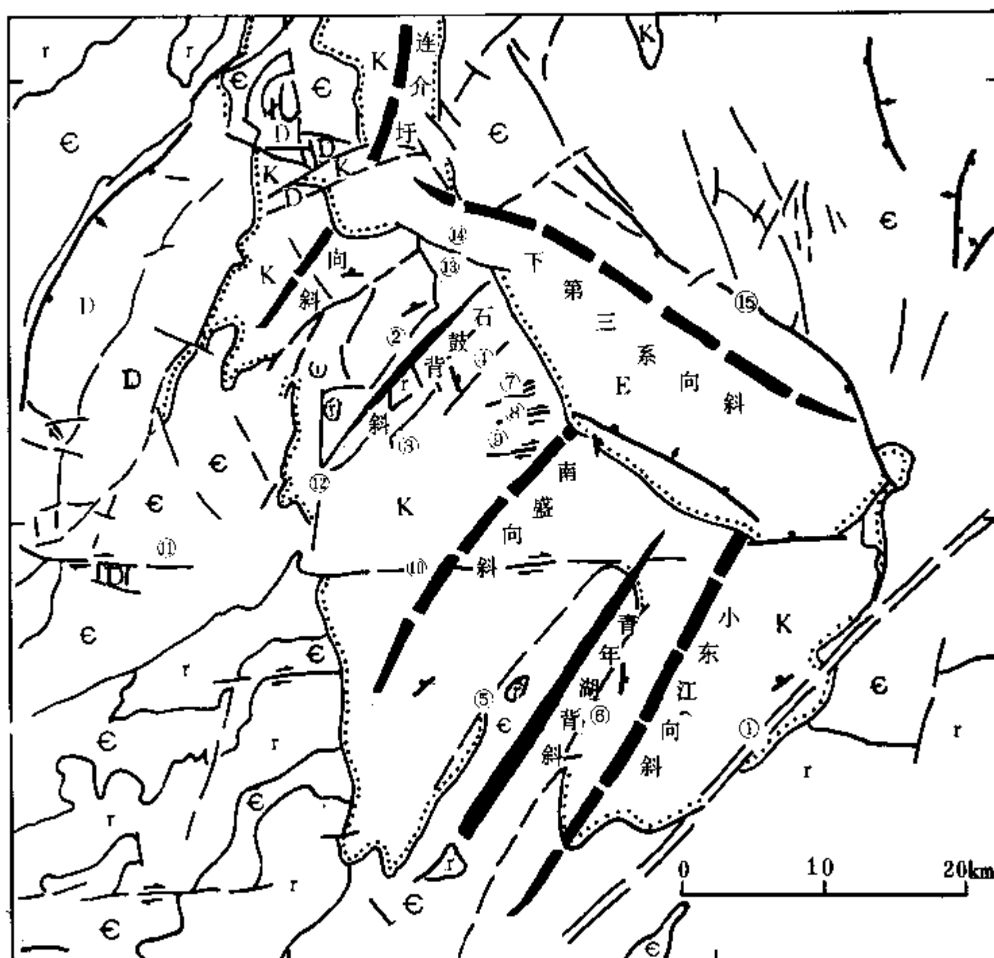
在下第三系向斜构造带上可分瓦垄—分界凹陷、镇大岭凹陷、塘背—陈垌鼻状凸起三个次级构造单元（参见图 5–4–9）。

三、主要局部构造

白垩系地层分布区的局部构造因与油气关系不大，这里不予阐述，下面着重阐述下第三系盆地的局部构造（参见表 5–4–4）。

(1) 塘背鼻状构造　该构造长约 2 公里，宽约 2.5 公里，轴向北东，北部翘起，南部倾伏，翘起梯度每公里大于 300 米。被向屋、合和、里麻铺、新村断层切割成三个台阶四个断块。

第一台阶：由碰田断层、何屋断层与合和断层构成扁豆形鼻状，面积约 4 平方公里，抬起梯度每公里 400 米。



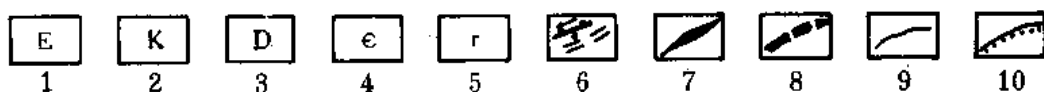


图 5-4-8　茂名盆地构造纲要图

1—下第三系岩层；2—燕山期构造层；3—华力西期构造层；4—加里东期构造层；5—燕山期火山岩；6—断层；7—背斜轴；8—向斜轴；9—地质界线；10—盆地界线；①—吴川大断裂；②—达桥断裂；③—烟筒岗断裂；④—南盛断裂；⑤—浅水断裂；⑥—镇盛断裂；⑦—佛子涌断裂；⑧—笔架岭断裂；⑨—锡塘断裂；⑩—公馆—化州断裂；⑪—官山嶂断裂；⑫—交椅岭断裂；⑬—大老涌断裂；⑭—镇罡断裂；⑮—碰田大断裂

第二台阶：何屋鼻状断块，位于何屋与里麻铺断层之间，新村断层以西，面积约 3.5 平方公里，抬起梯度每公里 300 米。鼻状构造高点在茂浅 22 井附近，T_4 与 T_6 之间很薄，仅 40～100 余米。

第三台阶：在里麻铺和合和断层以南，有两个断块。茂浅 8 井断块，是塘背鼻状构造的倾没端，被里麻铺断层切割，断层以南有明显的鼻状构造，圈闭面积约 0.2 平方公里，闭合幅度约 30 米，T_6 与 T_4 之间厚度较大，约 200 米左右。T_4 与 T_6 图上高点不一致，有较大的

偏移。T_4 反射层相当于黄牛岭组顶界的构造图，T_6 反射层相当于白垩系与下第三系之间的不整合面。

（2）高棚岭鼻状构造　该构造轴向北东，北部翘起，南部倾伏，每公里翘起约 200 米左右，长约 1.5 公里，宽约 2 公里，被北西向的合和断层所切割。

（3）沙元鼻状构造　该构造轴向近南北，长和宽各约 2 公里，北部翘起，南部倾没，抬起幅度约 350 米。

沙元鼻状构造具有古隆起及块断区特征，面向瓦垄深凹陷的生油区，同时又受碰田断层和朱宝坡断层的长期活动的影响，很可能是油气聚集较有利的地区。

（4）竹山鼻状构造　该构造在分界圩以北，朱宝坡断层以南。在 T_6 构造图上长 1.5 公里，宽 1 公里，闭合面积 1.25 平方公里，闭合高度 150 米。在 T_4 构造图上，面积较小，为 0.8 平方公里，闭合高度为 140 米。在构造的高部位，T_4 与 T_6 之间厚度变薄，最高处变薄 90 米左右。有古隆起的显示。在鼻状构造北部有朱宝坡断层所封闭。轴向北东，向南西倾没。

（5）陈垌断块　此断块在黄牛岭组沉积以前是古沉积背斜，尚村组沉积时期是古鼻状构造。此区是黄牛岭组下段岩性相变的尖灭区。断块西侧是发生较早的多男塘古断层。是面向深凹陷的一个断块。

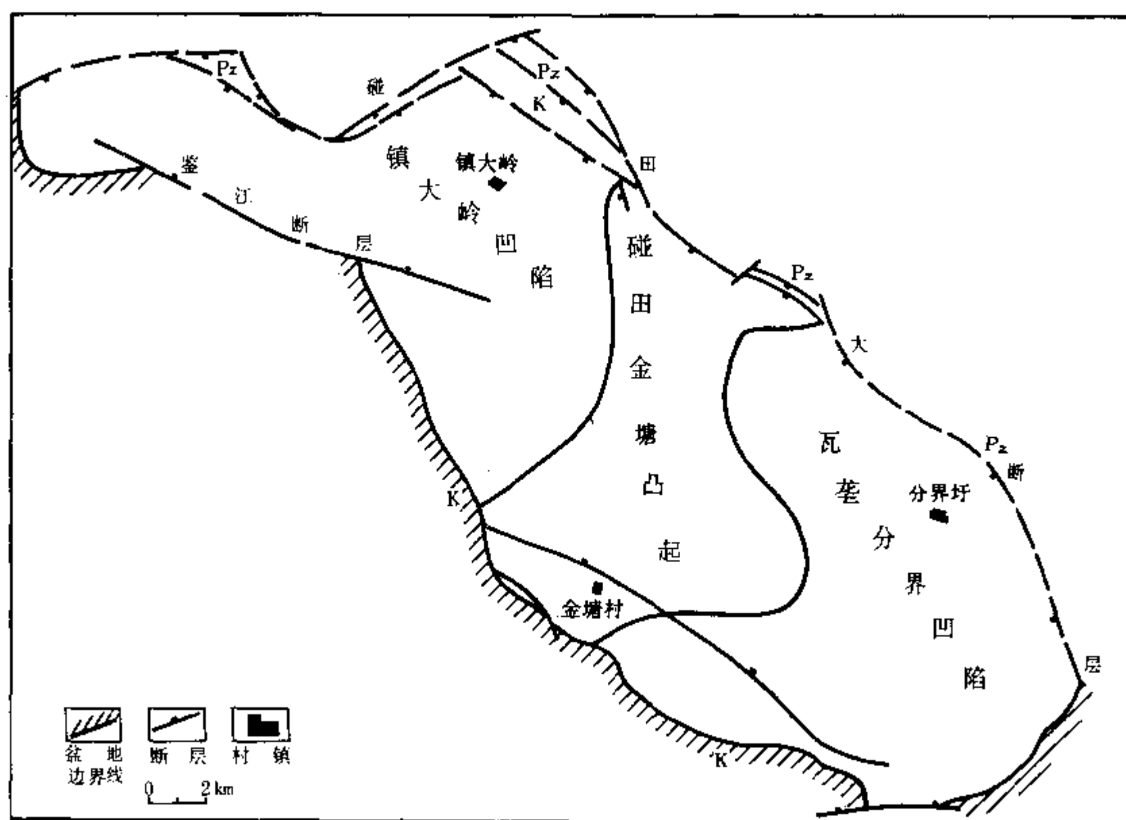


图 5-4-9　茂名盆地第三系构造区划图

1—盆地边界线；2—断层；3—村镇

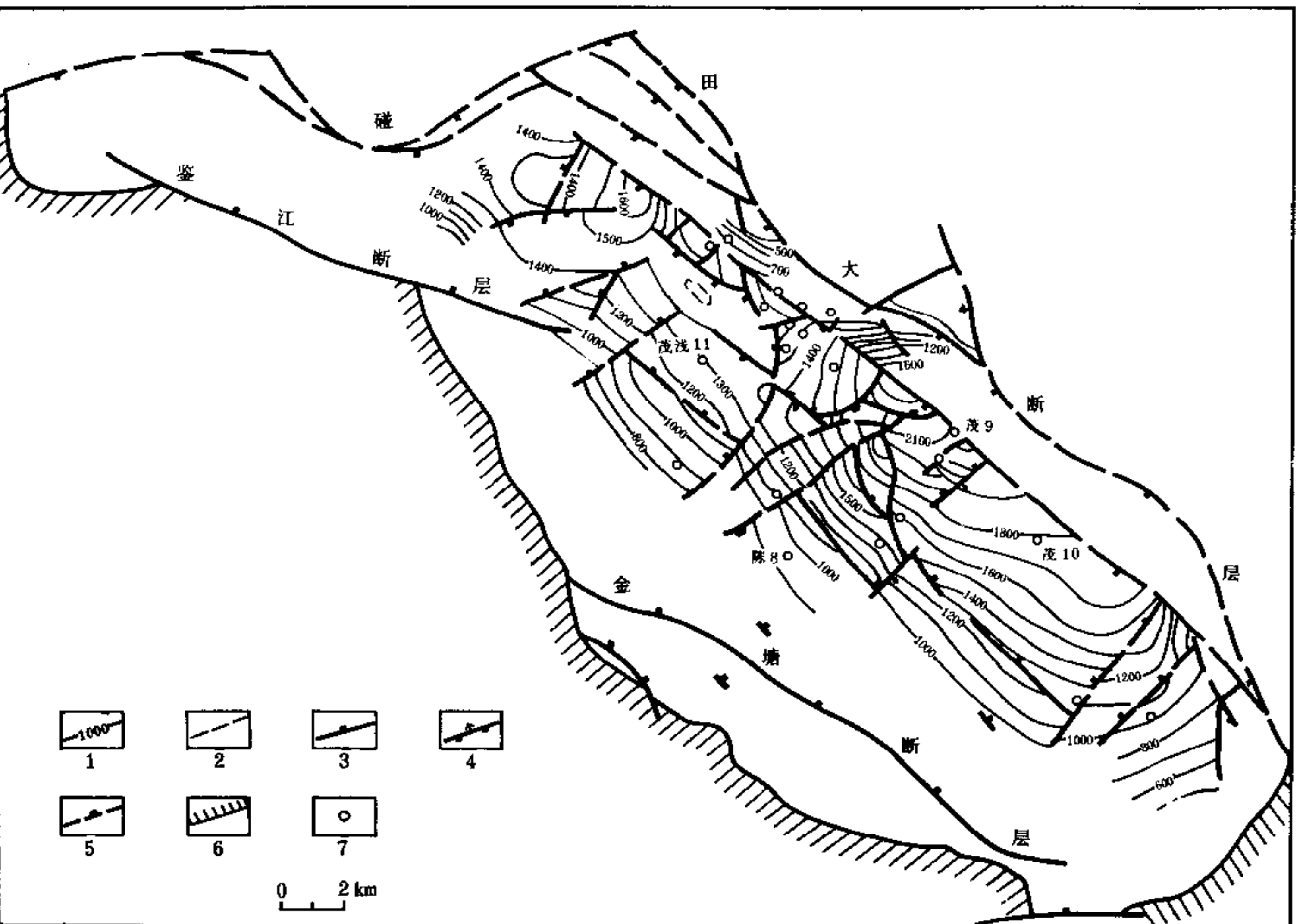


图 5-4-10 茂名盆地下第三系地震 T_6 反射层构造图

T_6 反射层相当于第三系与白垩系的分界线；

1—等高线（米）；2—辅助等高线（米）；3—正断层；4—逆断层；5—推测断层；6—盆地边界线；7—井位

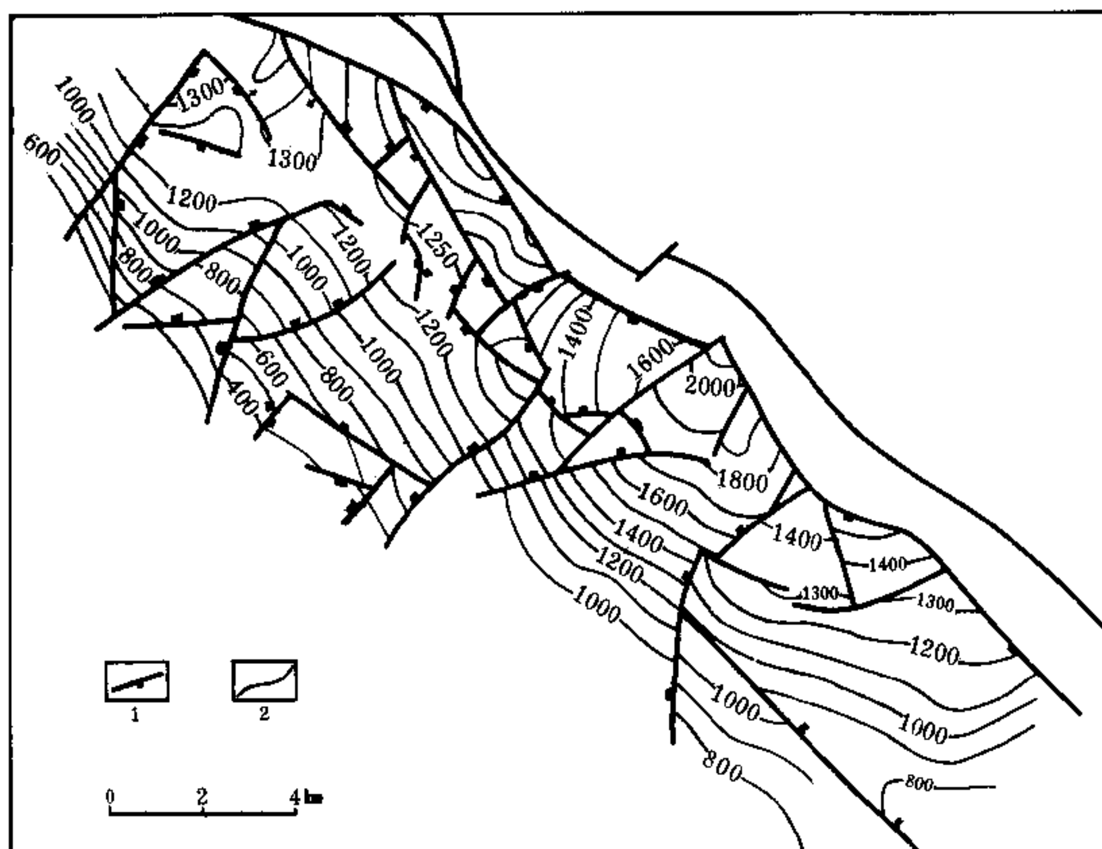


图 5-4-11 茂名盆地地震 T_4 反射层构造图

T_4 反射层相当于黄牛岭组顶界；

1—断层；2—等高线（米）

表 5-4-4 茂名盆地局部构造数据表

名称	构造轴		长度 (km)	宽度 (km)	面积 (km^2)	圈闭幅度 (m)
	方向	倾伏方向				
塘背断鼻构造	北东	南西	约 2	约 2.5	7.7	600
高棚岭断鼻构造	北东	南西	约 1.5	约 2	3	300
沙元鼻状构造	近似南北	向南	约 2	约 2	3	
竹山鼻状构造	北东	南西	1.5	1.0	1.25	150
陈垌断块	单斜倾向北西		2	1	1	

四、局部构造圈闭类型

茂名盆地下第三系的局部构造圈闭类型有以下几种:

(1) 鼻状断块圈闭　它是由于断层的活动，形成鼻状构造，并由断层封隔的圈闭，如何屋鼻状断块，是由何屋断层、里麻铺断层和新村断层所控制的鼻状断块圈闭构造。面积约3.5平方公里，抬起梯度每公里300米，鼻状构造高点在茂浅22井附近；茂浅20井区鼻状断块圈闭，由合和，塘尾村，高山三个断层控制形成圈闭构造，其面积约1.3平方公里，隆起幅度约200米。

(2) 断块圈闭　是由几条断层控制的斜坡地块，如高棚岭断块。北面为合和断层与碰田断层，西面为高山断层，南面为塘尾村断层，这三条断层控制而形成的斜坡断块，此断块西高东低，抬起幅度每公里200米。

(3) 鼻状构造　如高棚岭鼻状构造，轴向北东，北部翘起，南部倾伏，长约1.5公里，宽约2公里，每公里翘起高度200米左右，面积约3平方公里。沙元鼻状构造，竹山鼻状构造等均属此类型。

(4) 岩性圈闭　主要发育在尚村组砂岩相变带。

第五节　油气藏类型及油、气、水性质

一、油气藏类型

茂名盆地的油气藏，从现有资料分析有以下几种油藏类型。

1.岩性油藏

在高棚岭断鼻构造上，尚村组砂岩于相变带上茂参1井附近尖灭，形成茂参1井的砂岩上倾尖灭油藏。

2.岩性加断层油藏

在塘背鼻状断块中，尚村组砂岩相变带出露地表，在茂浅5井北面有合和断层封闭，形成尚村组砂岩加断层封闭的油藏。

3.断层封闭的鼻状构造油藏

在高棚岭鼻状构造中，茂浅20井井区北面为碰田断层，南面为合和断层，在两个断层之间有一个鼻状小突起，形成鼻状构造加断层封闭的油藏。

4.断块油藏

在陈垌断块上，茂5井四面为断层封闭，致使黄牛岭砂岩含油而形成断块油藏。

二、油、水性质

1.原油性质

原油为褐黑色，含硫较低，在0.12～0.35%之间，根据6口井的原油分析（见表5-4-5和表5-4-6）可分为两大类:

第一类: 以茂参1井为代表，其特点是密度低，含蜡量高（28.81%），凝固点高(33℃)。属于近生油母岩区的原生油特征。

第二类: 以茂浅5井为代表（包括塘浅11井和茂练1井）。此类原油的特点是密度高，粘度高，含蜡量低，凝固点低，属于次生氧化型的原油。

茂浅6井的原油是属于上述两类之间的过渡类型。红外光谱曲线的特征与茂参1井相似。

表 5-4-5　茂名盆地原油性质表

井　号	茂参 1 井	茂 5 井	茂浅 6 井	茂浅 5 井	塘浅 11 井	茂练 1 井	焦油
相对密度	0.8696～0.8766	0.9255	0.9421	0.9619	0.9730	0.9380	0.8857～0.9182
粘度(mPa·s)	5.01	4.88	断线	断线	16.43	断线	1.90
含蜡量(%)	28.56～28.81	26.82	13.64	微至零	2.8～3.8		22～25
凝固点(℃)	33	44	21.5	−1.3～+2.3	0	−1	25～30.1
含胶质(%)	12.1	11.95	11.5	12.64	未分析		43
含沥青(%)	3.12	1.19	0.84	4.06	23.73		1.54
含硫(%)	0.147	0.12	0.236	0.249	0.349	0.201	0.39
杂质(%)	0.18	3.32	0.542	0.275	0.433	0.0682	0.026
残质(%)	2.282	3.56	1.01	8.75	6.691	10.86	0.895
灰分(%)	0.259	2.94	0.75	0.34		0.058	0.03
含 NaCl 量(mg/g)	73.13	3.51	179.01	17.55			
含水(%)	33.97	22.96	22.6	16.2			0.15

表 5-4-6　原油族组分分析数据表

井　号	族　组　分　(%)				总烃(%)	非+沥(%)	饱+芳/非+沥	饱/芳	非+沥/芳	沥/非
	饱和烃	芳香烃	非烃	沥青质						
茂参 1 井	42.12	11.86	45.19	0.83	53.98	46.02	1.17	3.55	3.88	0.02
茂浅 5 井	32.47	20.31	39.31	7.91	52.78	47.22	1.11	1.55	2.32	0.20
茂浅 6 井	45.82	17.27	35.33	1.58	63.09	36.91	1.71	2.65	2.14	0.04
焦　油	38.35	8.63	50.23	2.19	46.98	53.02	0.89	4.44	6.14	0.06

根据原油族组分分析的资料来看，这两类原油有其异同点。其共同点是：两类原油的总烃的百分含量相当。总烃与非烃加沥青质之比值相当，第一类为 1.17，第二类为 1.11。

不同点是：第一类原油中芳香烃和沥青质的含量少，而第二类原油中它们的含量较高。

依据族组分的不同，也可分为两种不同类型的原油。

第一类：以茂参 1 井为代表，基本上是石蜡基石油（烷烃—环烷烃石油）。

第二类：以茂浅5井为代表，是芳香烃与石蜡基混合型的石油（烷烃—环烷烃—芳香烃石油）。

2.地层水性质

茂名盆地下第三系的地层水,均为无色透明、无嗅无味的淡水至弱咸化水。水的矿化度很低,为246.64～1701.64毫克／升,均为重碳酸钠型,重碳酸盐水组,弱碱性。pH值为8～9（见表5−4−7）。

表5−4−7　茂名盆地地层水性质表

层位	井号	层位深度(m)	水型	水组	亚组	矿化度(mg／l)	主要离子(mg／l)			pH
							K^++Na^+	HCO_3^-	Cl^-	
油柑窝组	羊角59−主	约200±	重碳酸钠	HCO_3	Na^+	275.6	68.45	186.21	7.2	8
黄牛岭组	茂浅5井	601～606	重碳酸钠	HCO_3^-		968.08	278.75	610.2	7.09	8.9
黄牛岭组	茂浅20井	908～925	重碳酸钠	HCO_3^-		1701.64	503.5	1086.16	7.78	8.9
黄牛岭组	茂5井	1878～1887	重碳酸钠	HCO_3^-		1104.29	315.0	606.81	14.8	8.9
尚村组	塘浅11井	43	重碳酸钠	HCO_3^-		246.64	34.0	145.2	12.41	8.9
尚村组	茂参1井	1171～1174	重碳酸钠	HCO_3^-		531.74	157.25	347.81	7.44	8.9
老虎岭组	茂17井	446～452	重碳酸钠	HCO_3^-		376.13	115.0	228.83	12.4	8.9
潜　水	S106	0.3	硫酸钠	Cl^-	Na^+	60.13	18.75	6.[illegible]	24.82	6±
地表水	S36	泗水河	重碳酸钠	HCO_3^-	Na^+	86.83	17.2	30.51	8.86	7±
大气降雨			硫酸钠型与重碳酸钠型之间过渡	$SO_4^=$	Na^+	37.46	11.25	3.05	3.55	6±

从表5−4−7中可以看出，茂名盆地地层水矿化度很低，很接近地表水。

三、试油情况

1.茂参1井

该井于1971年9月27日12时40分射孔完毕，射孔井段：1171.5～1174.5米，厚3米，即日17时48分下油管，排出原油0.44立方米，水0.5立方米。

9月28日用原钻机抽汲，抽汲35小时28分钟共出原油0.54立方米、水1.5立方米，后因抽子滑落，29日提油管，排出原油2.1立方米，无水。

地层压力为114.5千克／厘米^2，地层温度为67.7℃，原油性质：相对密度为0.8696，粘度为5.63毫帕秒，凝固点33℃，含蜡量28.81%，含胶质12.1%，沥青质4.06%，残碳8.76%，硫0.085%。

1971～1976年累计产油1512立方米、产水27451立方米。

仅在原油中有少量溶解气，未收集到气样。地层水为无色透明，重碳酸钠型。pH值为8～9，为低矿化度的淡水。

该井产油的砂岩体钻厚11.8米，为黄牛岭组透镜状砂体，中粒为主，由长石、石英颗粒组成。砂岩体分布在碰田隆起的东部斜坡上，倾向南东，倾角12°左右。砂岩体上倾方向上含油，向西尖灭，北部为断层封隔。周围所钻三口井井距为190～274米，均未见到该砂岩体。

2.茂浅26井

1975年5月15日射孔，含油层5米，射50孔，提捞深度1142米，共捞水16.5立方米，未见油。

3.茂浅5井

含油层段为黄牛岭组顶部，射开601.4～605.8米，该射孔段曾取出岩芯，见0.38米饱含稠油的含砾砂岩，孔隙度为33.55%，平均渗透率为3647×10^{-3}二次方微米，含油饱和度为53.9%。射孔前，套管内注入清水和轻泥浆，射孔后下油管抽汲，日产油0.2～0.25立方米、水21立方米。至1976年底累计产油245.7立方米、水15014.6立方米。

该井区含油砂岩体发育在塘背古隆起上，呈北西向展布，倾向南西，倾角35°、含油宽度100～150米，两端为断层封闭。

4.茂浅20井

含油井段925.2～934.4米，含油层厚3.6米。全射开后，捞出原油2.5立方米、水0.1立方米，平均日产油0.18立方米、水0.01立方米。累计出油2.8立方米、水0.1立方米。

后将上部898.4～934.4米井段的6个小层全部射开，用柴油压井。后将柴油捞完，捞出原油4立方米、水28.5立方米，平均日产油0.3立方米、水2.3立方米。实测地层压力为87千克／厘米^2、地层温度为55℃。

本井累计产油10立方米、水177.8立方米。

5.茂5井

完钻井深2059米，含油层为黄牛岭组下段灰白色油迹砂岩，岩芯局部见原油沿裂隙外渗。射开1878.2～1887米，累计捞油0.025立方米、水109.2立方米，地层压力为184.06千克／厘米^2。

6.茂浅6井

老虎岭组含油，井壁取芯见灰褐色粗、中砂岩含油，局部外渗。射开594.6～596.4米井段，捞深600米，捞出原油0.077立方米、水0.873立方米，求产3天，日产油0.025～0.03立方米。经酸化后，日产油0.006立方米。本层累计出油0.97立方米、水7.8立方米。经第二次酸化后，捞深596.4米，出油0.0925立方米。本层总共出油约1立方米、水9.4立方米。地层压力为33.5千克／厘米^2，地层温度40.8℃。

7.茂浅31井

本井于老虎岭组648米钻进中，槽面见油花及小油珠，完钻后射开645～646米抽深井段647米，日产水0.082立方米，见油花。后又射开629.6～634.8米，捞深660米，产水量少，见油花。

茂名盆地各井试采数据见表5–4–8。

表 5-4-8　茂名盆地各井试采数据表

试油日期	井号	层位	射孔井段(m)	射开厚度(m)	中部深度(m)	求产方式				动液面(m)	含水率(%)	静液面(m)	地层压力(kg/cm²)	地层温度(℃)
						捞深(m)	次/d	油量(m³/d)	水量(m³/d)					
1971.9.27∫1972.4.2	茂参1井	黄牛岭组	1171.5~1174.5	3	1173	200	120	4.39	40.38	40	90	28.5	114.5	67.7
1972.7.24∫1972.8.10	茂浅5井	黄牛岭组	601.4~605.8	4.4	603.6	210	69	1.767	2.51	190		23	57	47
1972.12.4∫1973.1.1	茂5井	黄牛岭组	1878.2~1882.5 1883~1887	8.3	1882.6	1000	72	0.004	3.745	900		49	184.1	66[1400m]
1972.7.14∫1972.8.10	茂浅6井	老虎岭组	621.6~623.6	2	622.6	492.13	8.21	0	0.196∫0.266	492				
1972.12.30∫1973.8.18	茂浅6井	老虎岭组	594.6~596.4	1.8	595.5	596	5	0.006	0.05	596		260	33.5	40.8
1973.8.18∫1973.10.5	茂浅6井	老虎岭组	581.4~583.2	1.8	582.3	578	3	0.0002	0.003	578				
1972.2.23∫1972.2.29	塘新1井	尚村组	55~66	11	60.5	40	653	油花	19.6	0.8		0.15		

第六节　油气资源预测

根据茂名盆地下第三系生油岩统计资料，得知生油岩厚度为550米（其中尚村组500米，油柑窝组50米）、面积为83平方公里。由此得出，生油岩体积为45.6立方公里（尚村组41.5立方公里，油柑窝组4.2立方公里）。氯仿沥青“A”为0.331%，残余总烃为0.3%，生油岩密度为23.6亿吨／公里^3。

一、生油量估算

1.沥青“A”法

由公式

$$Q_A = Sh \cdot D \cdot \text{“}A\text{”}$$

式中 Sh——生油岩体积；

D——生油岩密度；

“A”——生油岩沥青“A”百分含量。

计算得 Q_A 约为 3.6 亿吨。

2.残烃量法

由公式

$$Q_{残} = Sh \cdot D \cdot W$$

式中 Sh——生油岩体积；

D——生油岩密度；

W——生油岩残烃百分含量

计算得 $Q_{残}$约为 3.23 亿吨。

考虑到茂名盆地下第三系生油岩为油页岩的实际情况，取生油岩生油概率 33%计算。

则茂名盆地生油量应为

$$Q_{生} = Q_{“A”} \times 0.33 = 1.18 \text{ 亿吨(式中 } Q_A = 3.6 \text{ 亿吨)}$$

$$Q_{生} = Q_{残} \times 0.33 = 1.06 \text{ 亿吨(式中 } Q_{残} = 3.23 \text{ 亿吨)}$$

这两种计算方法的计算结果比较相似，故选用 1.18 亿吨为茂名盆地总生油量。

二、资源量的估算

依据我国一、二、三类生油凹陷排烃及聚烃系数所列数值，根据茂名盆地勘探的实际情况，估算资源量为二、三百万吨。

此外，茂名盆地的油页岩多已暴露地表，其资源是十分丰富的。油页岩主要集中在油柑窝组和尚村组下部，计算其资源量为：

油柑窝组的 $Q_{岩}$约为 135 亿吨，按 5%的平均含油率计算，油柑窝油页岩含油量约为 6.8 亿吨。

尚村组的 $Q_{岩}$约为 32.9 亿吨。而尚村组油页岩含油率较油柑窝组页岩低，平均按 3%计算，其含油量为 9860.4 万吨。

合计全盆地油页岩资源量为 167.9 亿吨。

三、含油有利地区

一类地区：塘背地区，邻近生油凹陷，但埋藏浅，处于断层带上，保存较差。

二类地区：镇大岭—陈垌—分界地区，处于生油有利地带，但局部构造不清。

三类地区：金塘地区，处于盆地边缘断层带附近（见图 5-4-12）。

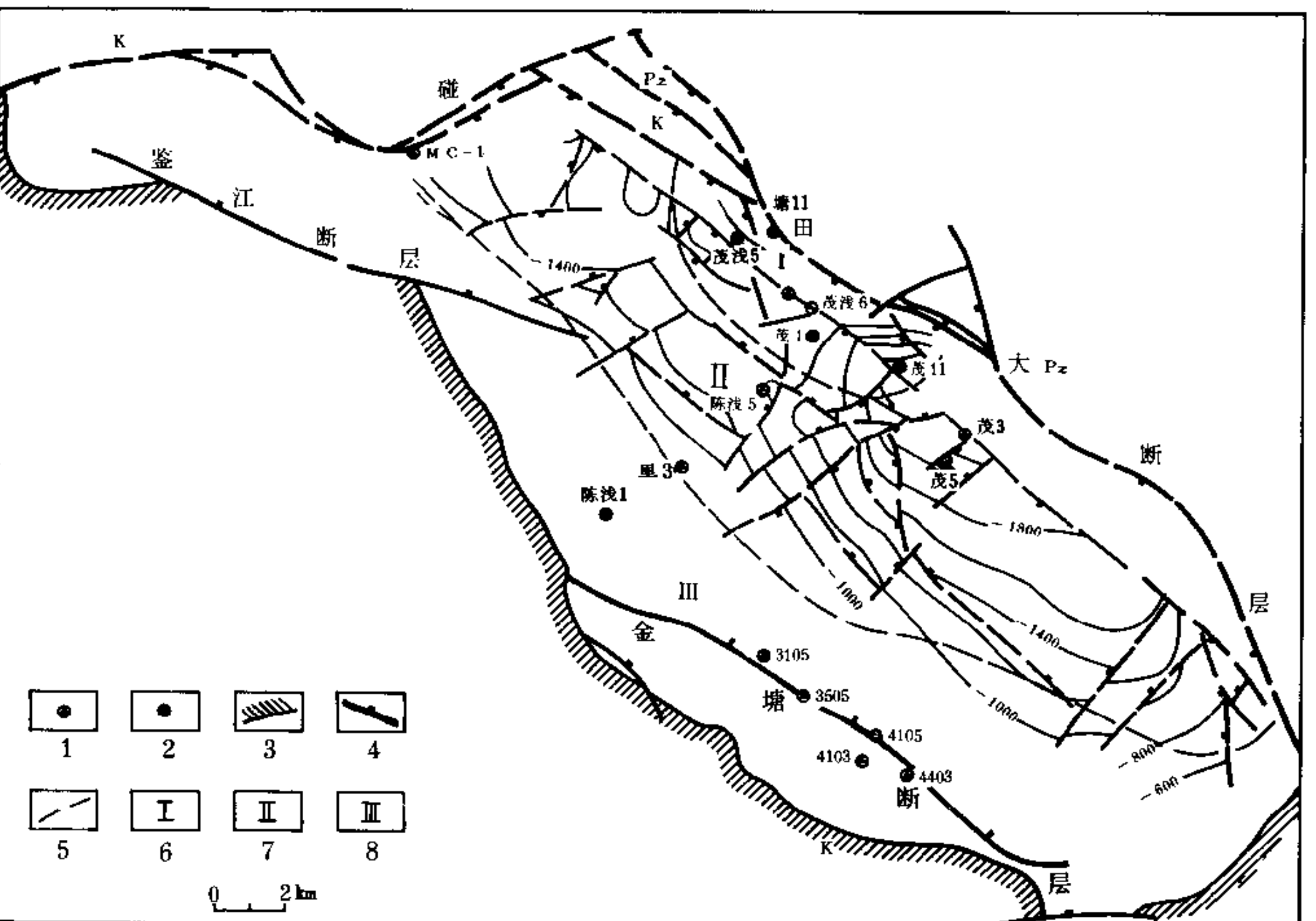


图 5-4-12 茂名盆地第三系油气资源评价图

1—见油气显示井；2—见油流井；3—盆地边界线；4—断层；5—远景评价分区线；6—找油有利地区；7—找油远景较差地区；8—找油远景最差地区

第五章　东 莞 盆 地

第一节　概　　况

东莞盆地位于广东省珠江三角洲的东部，由西向东地跨顺德、番禺、东莞、增城四县，而盆地主体在东莞境内，为一呈北东东向展布的北断南超的单斜状断陷盆地。下古生界变质岩和燕山期花岗岩组成盆地的复合型基底，其上沉积了厚达2505米的白垩—第三系。白垩系主要分布于盆地东部；下第三系分布在盆地中部及西部。盆地内东西向和北西向断层发育，其中东西向断层控制着盆地的形状；而北西向断层则将盆地分割成断块。

盆地长约100公里，宽16.7公里，面积为1670平方公里。白垩—下第三系地层可与三水盆地对比，其特点是深灰色岩类发育，含较多的膏盐。地表广泛出露下第三系始新统埔心组、古新统大塱山组及白垩系。

据现有钻井资料及1：10万重力、磁力测量资料初步分析，盆地北缘靠近断层有一条隆起带；南缘为斜坡带；腹心部位北自东江断层，南达谷涌、漳澎地区凹陷较深，面积为400平方公里。盆地内火成岩活动相当频繁（见图5−5−1）。

第二节　勘 探 简 史

1949年以前，东莞盆地的地质调查工作做得很少。30年代时，朱庭祜等人在东莞、惠阳地区作过矿产地质调查。后来方端廉等在珠江三角洲做了1：2.5万的地质调查。1949年以后，1959年至1962年间，广东省地质局761队一分队在本区进行了1：20万的地面地质调查。1975年3月，广东省地质局735队进入盆地开展了1：10万的地面重力及磁法勘探，以了解盆地地质构造、基岩起伏、主要断层分布及火成岩侵入情况，为石油普查提供资料。随后在1975至1976年先后于盆地中部麻涌至博罗铁场一带完成普查井7口。钻井资料表明，东江断层两侧的中堂、谷涌一带沉积较厚，井深873.6～998.15米尚未钻穿第三系。共钻4口井分别在井深399.68～955.88米钻达花岗岩或白垩系地层（见图5−5−2和表5−5−1）。

表5−5−1　东莞盆地石油勘探工作量统计表(1958～1984年)

工作项目	1:20万地面地质调查	1:10万地面地质调查	1:5万地面地质调查	1:1万地面地质调查	1:20万航磁	1:10万重、磁	1:20万电测深	普查井数	钻井进尺	取芯进尺
完成工作量	全盆地	全盆地	450km	850km	全盆地	3257km²	790km²	7口	5899.03m	全取芯

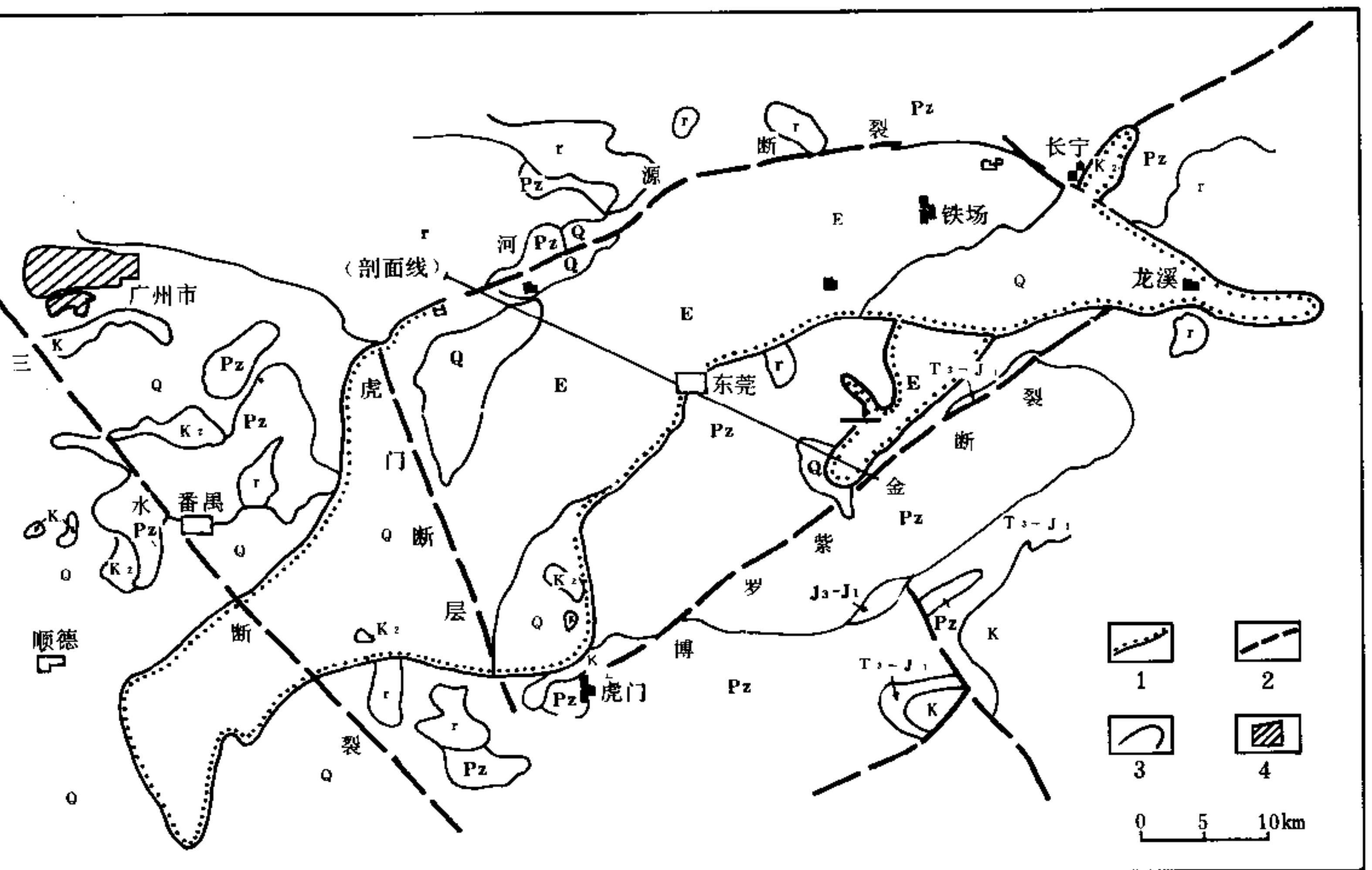


图 5-5-1　东莞盆地地质略图

1—盆地边界；2—断层；3—地质界线；4—市、镇；

r—燕山期花岗岩体

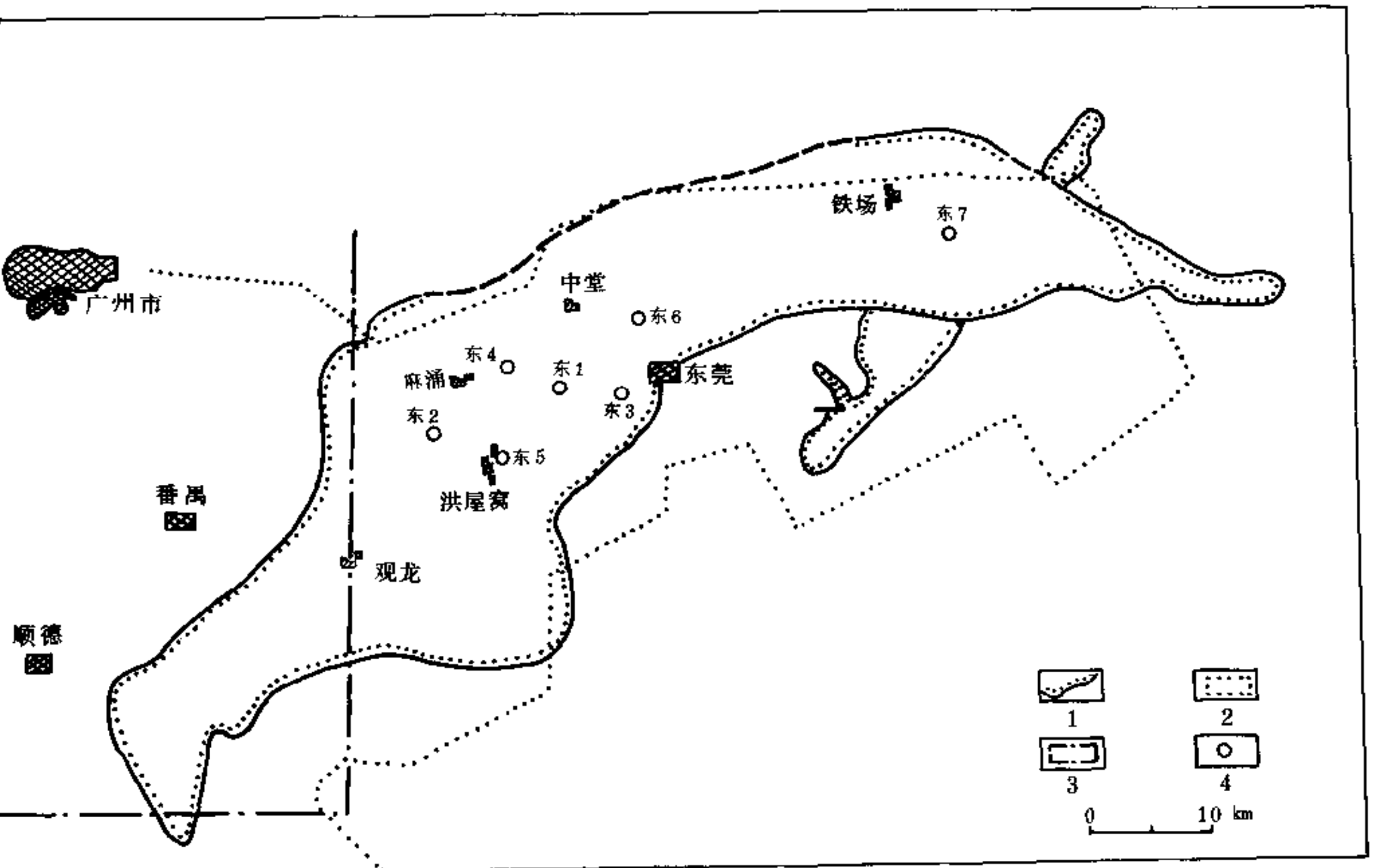


图 5-5-2　东莞盆地勘探程度图

1—盆地界线；2—1∶10 万重力、磁力测量区；
3—1∶10 万石油地质调查区；4—井位

第三节　地　　层

东莞盆地完钻井地层划分数据见表5–5–2。

表5–5–2　东莞盆地钻井地层划分数据表

地层＼井号/地区/井深/厚度	东1井		东2井		东3井		东4井		东5井		东6井		东7井	
地区	小　亨		麻　涌		万　江		中　堂		洪屋窝		塘　厦		铁　场	
	井深(m)	钻厚(m)	井深(m)	钻厚(m)	井深(m)	钻厚(m)	井深(m)	钻厚(m)	井深(m)	钻厚(m)	井深(m)	钻厚(m)	井深(m)	钻厚(m)
第四系	26	26	39	39	11	11	35	35	18.2	18.2	24.4	24.4	8.6	8.6
埗心组三段			283	244			136	101						
埗心组二段	601.6	575.6	726	443			837.5	701.5						
埗心组一段	765.8	164.2	861.5	135.5	66.5	55.5	873.6	未钻穿	303.2	285	126.6	102.2		
大朗山组	998.15	未钻穿	977.5	116	207.5	141			549.2	246	201.4	74.8	156	147.4
上白垩统			1001.5	未穿	358	150.5			660.4	111.2	983.8	未穿	955.88	未穿
下白垩统														
下古生界					399.68				686.38					

一、盆地基底

盆地外围出露下古生界变质岩系及少量中生界侏罗系地层。

下古生界变质岩系主要分布于盆地周围，而以东北、东南及西部较发育，局部为侵入岩体穿插。主要为石英岩、片麻石英岩、片麻岩、片岩等，组成东莞盆地白垩—下第三系沉积的基底。

中生界侏罗系分布在盆地外围，东南部龙溪——桥头和企石—横沥一带为下侏罗统兰塘组，岩性为灰白色石英、长石砂岩与紫红色砂质页岩互层，厚约1000～1200米；盆地西部零星出露的为侏罗系中、上统百足山组，但其时代尚有争议，与下伏的下古生界变质岩系呈不整合接触。盆地内部钻井中未见侏罗系。白垩系地层不整合于下古生界变质岩基底之上。

二、白垩系

据地面地质调查及部分钻井资料，盆地东部出露的地层，经对比暂定为上白垩统南雄组，与其下伏下古生界变质岩呈不整合接触。东6及东7井区井下钻遇的白垩系划为南雄组中、下部，局部与燕山期侵入岩不整合接触。

盆地内及周围未见白垩系下统沉积。

上白垩统南雄组上部为灰白色砂岩夹紫红色粉砂岩及灰绿色泥岩薄层。主要成分为含石

英质及花岗岩块的砂岩，具不明显的交错层理；紫红色粉砂岩一般厚 0.5～1 米、最厚 4 米，含泥质及云母碎片；灰绿色泥岩呈页片状，含炭化植物碎屑。下部为紫红色砂、砾岩、砾状砂岩，交错层理发育，砾石成分复杂，多由石英岩、花岗岩、混合岩、火山岩块组成，含少量燧石、方解石。

本组为河流相沉积，下粗上细。地面剖面出露厚度 772 米。井下东 3 及东 5 井区钻厚分别为 150.5 米及 111.2 米，而东 6 及东 7 井区钻厚分别在 782.4 米和 799.88 米以上。厚度由西南向东北方向增大。其上与下第三系古新统大塱山组不整合接触。

三、下第三系

据原广东省地质局 735 队资料，将该系划分为古新统大塱山组和始新统埗心组。沉积条件与岩性特征与三水盆地相似。大塱山组呈分散状断续分布在盆地边部，埗心组见于盆地中部钻井中（见图 5−5−3）。

1.古新统大塱山组（E_1d）

棕红色含泥砾不等粒砂岩、泥质含砾砂岩夹泥质砂岩。成分以石英及花岗岩块为主，钾长石少量，分选差，不显层理，含少量铁质及钙质团块，底部具底砾岩，为河流相沉积。厚度变化较大，由东向西有加厚趋势。井下见于东 2 及东 3 井，钻厚 116 米及 141 米，东 5、东 6 及东 7 井，钻厚 75～246 米，以东 5 井区较厚。与上部地层呈渐变关系，未见化石。

2.始新统埗心组（E_2b）

累计厚度 1459 米，据岩性特征分为三段。

（1）埗心组一段（E_2b^1）　见于东 1 至东 6 井区，东 5 井最大钻厚为 285 米。该段中部及下部以棕红色、浅棕灰色为主夹灰绿色砂泥岩与钙质粉砂岩、含砾泥、钙质砂岩互层，具斜层理与钙质团块。碎屑成分主为石英、次为长石及岩块，微含云母，为半棱角状，分选较差，由钙质及少量石膏质胶结，致密坚硬。该段含大量介形虫及轮藻类化石。泥岩中偶含黄铁矿。向上过渡为浅灰色、灰色粉砂岩与钙质泥岩互层，含黄铁矿晶体。砂岩最大单层厚 8～10 米，孔隙度为 18%，渗透率最大为 10.32×10^{-3} 二次方微米。泥岩单层厚 6～8 米，共四小层，累计厚 24 米，含三水金星介、埗心柔星介及轮藻类化石，为浅湖相沉积。与上部地层呈整合接触。盆地内该段沉积由东向西增厚，东部的东 3 井钻厚仅 55.5 米，东 1 井钻厚 164 米，而东 5 井钻厚达 285 米，粒度由东向西变细。

（2）埗心组二段（E_2b^2）　见于东 1、东 2 和东 4 井，最大厚度为 701.5 米（东 4 井），而综合累计最大厚度在 930 米以上。据岩芯、岩屑资料，以灰、深灰、绿灰及褐灰色含钙质泥岩为主夹含膏泥岩和白云质泥灰岩，上部及下部均夹有薄层状砂质泥岩和粉、细砂岩。

钙质泥岩呈薄层状，水平层理清晰。白云质泥灰岩类呈条带状，致密性脆，岩芯断面多具油气味。粉砂岩中具微斜层理。本段内普遍含钙质及石膏，含膏量局部可达 25～30%，并含少量岩盐，岩芯表面见盐粒潮解后形成的蜂窝状空穴。黄铁矿沿裂隙面富集成层或成薄膜，中部及上部含有孔雀石和蓝铜矿。该段化石丰富，大多为介形虫以及植物碎屑，属盐湖相还原条件下的沉积。岩芯面上普遍有油气味，但氯仿试验无反应。

据统计，盆地中部东 1 井区计有泥岩 27 层，累计厚 529 米，占总厚度的 92%以上，单层最大厚度在其中部达 214 米。沉积稳定，厚度及岩性变化不大，向盆地腹部略有加厚。据 735 队东莞盆地地质调查报告，东 4 井埗二段暗色泥岩采样分析结果，其地球化学指标都达到了陆相生油岩的标准。盆地四周本段出露地表，生油指标分析数据是：含 C 为 0.5%、S^{2-} 为 0.62%，还原系数 K 为 0.87，氯仿沥青“A”为 0.0624%。

系	统	组	段	代号	剖面	厚度(m)	岩性简述	备注
第四系				Q		35~39	浅黄色砂质粘土、腐殖土 、灰白色含砾砂层	
下第三系	始新统	布心组	三段	E_2b^3		101~244	上部50m为褐灰、浅灰色钙质泥岩、层面见方解石、黄铁矿薄膜；下部深灰色、褐灰色钙质泥岩、薄层状白云质灰岩夹含膏钙质粉砂岩	
			二段	E_2b^2		钻厚443~701.5 综合累计厚度达930m以上	灰、深灰、绿灰及褐灰色含钙质泥岩为主，含膏泥岩及石膏薄层、白云质泥灰岩条带。上部及下部夹有薄层状砂质泥岩，泥、钙质粉、细砂岩，含孔雀石和蓝铜矿及介形虫与植物化石	岩芯断面普遍具油气味，但氯仿试验均无反应
			一段	E_2b^1		164.2~285	中、上部为灰绿、浅灰、灰色钙质泥岩与泥、钙质粉砂、细砂岩互层，下部浅棕灰、棕红色钙质泥岩与粉砂岩、含砾泥、钙质砂岩互层，含介形虫、轮藻等化石	
	古新统	大塱山组		E_1d		75~246	棕红色含泥、砾状不等粒砂岩，含砾砂岩夹泥质砂岩，含少量铁质及钙质团块	
白垩系	上统	南雄组		K_2		111.2~799.88以上	上部为灰白色砂岩夹紫红色粉砂岩、灰绿色砂质泥岩薄层，下部为紫红色砂砾岩、夹砂岩	
下古生界				Pz_1			浅灰色、紫红色混合岩类	

图 5-5-3 东莞盆地地层综合柱状剖面图

(3) 埗心组三段（E_2b^3） 见于东2及东4井，钻厚101～244米。

在盆地内埗三段大部分出露地表，长期被风化剥蚀。盆地中部一带该段为残存厚度，盆地四周已全被剥蚀。

上部50米岩性为褐灰、浅灰色钙质泥岩，层面见方解石、黄铁矿薄膜充填，具水平层理，含少量介形虫。

下部为深灰色、褐灰色钙质泥岩和薄层状白云质灰岩互层，底部夹浅灰色含膏钙质粉砂岩。东4井在钙质泥岩岩芯断面上有油味，氯仿试验无反应。本段在盆地高处长期出露地表，低凹处则为第四系不整合所覆盖。

第四系已知最大钻厚35～39米（东2及东4井）。上部5米为浅黄色砂质粘土及腐殖土，下部为砂层、含砾砂层，多属冲积物。

另外，盆地周围有从加里东期到燕山期的岩浆岩出露。加里东期侵入岩由于后期岩浆活动的影响以及区域变质作用多为片麻岩；印支期侵入岩呈岩株，以花岗岩类为主；燕山期侵入岩分为四期，主要为闪长岩、花岗岩及石英斑岩。

四、白垩—下第三系沉积条件及生、储、盖组合

东莞盆地是一个在下古生界变质岩和燕山期花岗岩组成的基底之上发育起来的北断南超的断陷盆地。北东向构造和东西向构造的共同作用，控制着盆地白垩—第三系的沉积分布。早白垩纪，当时主要受北东向构造活动的控制，由于基底的隆起，盆地内及周围均未见白垩系下统沉积。至晚白垩世，除北北东向构造继续起作用外，东西向构造也明显活动，发育了一系列东西向断层。北面的广利—三水断裂，南面的新兴—高鹤断裂的活动，形成了白土、东莞断陷盆地。白垩系上统南雄组主要分布于盆地东南侧，为紫红色粗碎屑岩为主，下粗上细，其中包括三个小的由下而上由粗到细的韵律，反映出沉积条件的不稳定性，属氧化条件下以快速沉积为主的环境。该组中未见化石，不具备生油条件。储集条件也很差。

到了下第三系沉积初期，大塱山组为一套河流相粗碎屑沉积。由东向西沉积加厚，向盆地腹部粒度变细，岩相变化由西向东呈带状分布，为氧化条件下的沉积，缺乏有机质，不具备生油条件。

埗心组沉积时期，东莞、三水和龙归盆地的古生物组合基本一致，就是作为海侵证据的虫管化石、半咸水介形虫等也基本一致，说明上述各盆地水体连通，湖水偶有短时与东南面的海域相连。埗心组沉积早期主要为一套棕灰色砂岩、含砾砂岩夹砂泥岩，向上逐渐过渡为浅灰色砂泥岩类的浅湖相沉积。沉积中心在盆地中部，向四周抬起。埗心组中期湖盆进一步扩展，为盆地的主要生油岩沉积时期，暗色钙质泥岩连续厚度在200米以上，总厚可能在1000米以上。沉积环境稳定，有机质含量丰富，属还原条件下的产物，地球化学指标较好。泥岩占地层厚度92%以上，砂岩沉积甚少，单层厚度一般仅1～2米，且钙质含量高，胶结致密，物性差，基本上无储集条件。尤其是该段地层大面积出露地表，保存条件很差，缺乏区域性盖层，而且埋藏较浅，盆地腹心部位最深约在1000米左右，不利于有机质的成熟和转化。井下及地面均未见油气显示。

埗心组沉积后期——埗三段的沉积基本上继承着埗二段时的环境和条件，但颜色略呈褐灰色。从沉积条件看，东莞盆地为前三角洲沉积，以泥质岩类为主，缺乏砂岩储集层。由于埗三段至今残留厚度仅100米上下，除了盆地中部外，其余地区均被剥蚀，说明始新统以后曾一度有过急剧的上升时期。

东莞盆地下第三系埗心组虽具有较好的生油岩系，但由于后期的上升，使埗三段全部出

露；埔二段在盆地周围也已出露，保存条件极差，有机质达不到成熟和转化条件；缺乏区域性盖层和储集层，这就是东莞盆地不具备含油气远景的主要因素。

第四节 构 造

东莞盆地是界于北东向河源断裂和博罗—紫金断裂之间所形成的北东向断陷盆地。在北东向和东西向构造的复合控制下，盆地内东西、北西和北东向三组断层均较发育。东西向断层一般控制着盆地的外形轮廓，而北西向断层又切割盆地，如中堂凹陷即夹于其间，且中新生代火成岩活动相当频繁。

1.断裂

盆地内多为浮土覆盖，地表所见断层仅限于盆地边缘，大都是燕山期形成的，主要有北东向、北西向两组。

在盆地北缘新塘—福田一带为河源大断裂的中段及东段，走向北东—北东东，南倾，倾角35～70°。其分支断裂通过新塘南侧，走向北东，延伸长8.5公里。

盆地南缘断裂，西起虎门向东经龙溪一带出盆地范围，属博罗—紫金断裂的中段。走向北东，倾向南东，倾角42～70°，断距380米，为燕山期逆断层。

另外，北西向的断裂有虎门断裂和三水断裂，走向300～350°，伸延较短。

盆地内东2井在埔心组二段中上部钻遇正断层，断点768.8米，断距40米。东6井于大塱山组底部钻遇断层，断点201.4米，断缺100米。

2.构造区划

盆地内的次级构造形成于喜马拉雅运动期。据其走向及沉积特征，大致可分为三个次一级的小凹陷。据现有钻井资料及1∶10万的部分重力、磁力测量资料初步分析，盆地北缘为一条隆起带，南缘为斜坡带，腹心部位的麻涌、中堂一带凹陷较深，面积约400平方公里。依其所处位置，将三个次一级小凹陷定名为：观龙凹陷、中堂凹陷和铁场凹陷（见图5–5–4和图5–5–5）。

观龙凹陷：位于盆地西部，基底隆起较高，东5井在井深660米见基岩，黄阁西北见花岗岩出露，白垩系及第三系均很薄。

中堂凹陷：为明显的重力低带，下第三系沉积较厚，在中堂附近可达1500米。北部较深向南逐步抬起，为东莞盆地白垩—第三系沉积深凹区。

铁场凹陷：主要为白垩系上统棕红色含砾砂岩。为以白垩系沉积为主的凹陷，下第三系沉积较薄，埔心组基本上缺失，大塱山组出露地表。

盆地内局部构造情况不清楚，无详细资料。

第五节 油气勘探远景初步评价

东莞盆地内部地层主要为下第三系，面积为1670平方公里，白垩系地层分布于盆地东部及外围地区。其中第三系累计厚度1705米（包括埔心组厚度1459米，大塱山组厚度246米），而白垩系上统南雄组厚度800米。

图 5-5-4　东莞盆地构造区划图

1—盆地边界线；2—断层；3—构造分区线，4—市、镇

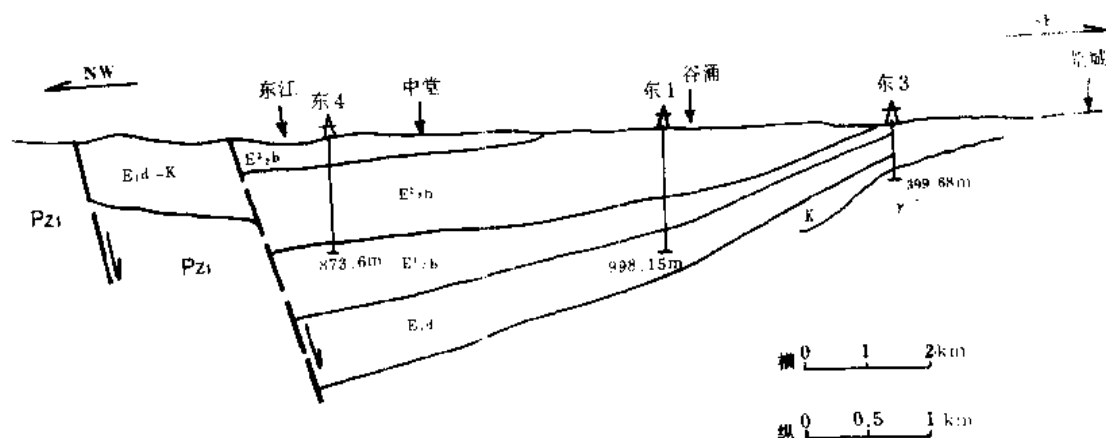


图 5-5-5 东莞盆地东 4 等井横剖面图

下第三系埗心组二段及三段暗色泥岩为主要生油岩。厚度达 945～1170 米，泥岩占总厚的 92%以上，纯暗色泥岩累计厚在 1000 米左右，单层最厚达 214 米。生油岩底板埋深一般在 1000～1070 米。埗三段大部分出露地表，残余厚度为 101～244 米。埗二段含有大量的生物化石，有机质含量丰富，具有一定的生油能力。但埋藏较浅，成熟度较差，盆地内曾钻[illegible]口探井，未见油气显示。加上埗心组砂岩不发育，所夹粉砂岩薄层一般单层厚度 1～3 米，累计厚度为 20～30 米，岩石致密坚硬，最大孔隙度为 10%左右，个别的达 15～18%，最大渗透率为 10.32×10^{-3} 二次方微米。而且大部分已出露地表，广大地区为第四系覆盖，缺乏良好的盖层条件。始新世后期，盆地上升遭受剥蚀，频繁的断裂及火成岩活动不利于油气的生成与保存，达不到有机质成熟的深度和温度。因此，综合上述条件，可以认为东莞盆地为含油气远景很差的盆地。

第六章 龙归盆地

第一节 概　况

龙归盆地位于广州市北郊。呈北东向的长条状，东北边界在从化县城南，西南边界在从化县的嘉禾镇以南。南宽北窄，长约46公里，宽不足4.5公里，面积约为206平方公里。盆地内沉积下第三系，被第四系冲积层所掩盖。盆地周围由古生界及中生界和燕山期花岗岩组成。东部边界为广州—从化断裂控制，西部与盆地外侧的前第三系不整合接触。

第二节 油、气及其他矿产勘探简史

1958年，广东省煤田勘探公司152队在盆地内进行煤田普查勘探。1959年至1960年，广东省地质局761队在盆地内开展了地质普查。1962年，省地质局物探大队在盆地内进行煤田普查，根据电测深资料编制了1∶5万"龙归盆地下第三系底板埋藏等深度图"，较好地反映了盆地基底的形态。1973年，省地质局水文队在盆地进行了地热普查。

1976年以来，广东省地质局735队对盆地开展石油普查，先后做了1∶5万地质测量、1∶10万重磁测量、盐矿区1∶1万地质测量、水文地质调查及少量地震试验工作。1979年转入对盐矿勘探（见图5–6–1）。1976年至1984年共钻井32口，进尺21074米，在坲心组二段的泥灰岩、石灰岩裂隙中普遍见级别为含油及油迹的油气显示。

龙归盆地含盐丰富，主要为岩盐，次为无水芒硝，少量石膏，偶有钙芒硝。在盐层顶板的泥质砾岩中含高矿化度的卤水。龙28井每天可抽卤水148立方米。

第三节 地　层

一、下古生界

大片出露于盆地东缘山区。为一套灰黑色片麻岩、变质砂岩、石英岩、花岗岩化砂岩组成的变质岩系，厚度不详。

二、泥盆系

上泥盆统帽子峰组（D_3m）零星出露于盆地北缘。为滨海相至浅海相砂页岩建造，厚200～700米。与下伏地层呈不整合接触。

三、石炭系

1.下石炭统大塘阶（C_1d）

为浅海相碳酸盐岩夹含煤砂页岩建造。

(1) 石磴子段（C_1ds）　大片出露在盆地东缘。下部为深灰—灰黑色灰岩夹炭质页岩及少量中粗砂岩，上部为灰黑色、深灰色页岩、细砂岩夹灰白色粉砂岩，厚200～350米。与下伏地层呈假整合接触。

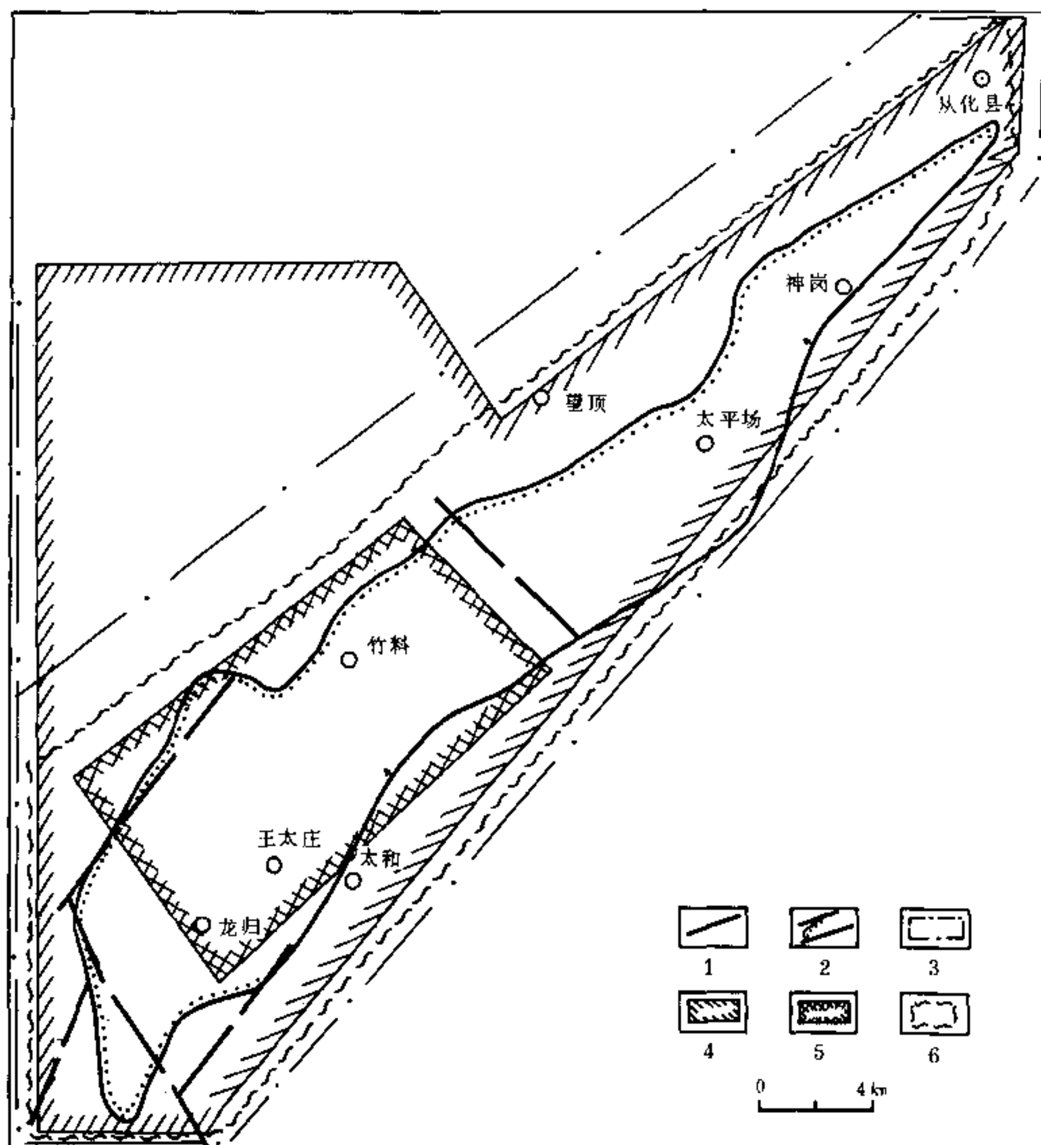


图 5-6-1　龙归盆地勘探程度图

1—断层；2—盆地边界；3—1：5 万地质测量范围；4—1：5 万电测深调查区范围；

5—钻探区；6—1：10 万重、磁测量区

(2) 测水段 (C_1dc)　零星出露于盆地西缘及东缘，是本区含煤地层之一，为粗砂岩、细砂岩、页岩夹煤层。厚 80～230 米。

(3) 梓门桥段 (C_1dz)　区内未出露。为砂质层或砂质页岩，灰白色砂岩、粉砂岩。厚度大于 79 米。

*2.*中、上石炭统壶天群 ($C_{2+3}ht$)

该地层在地表未出露，仅见于井下。为浅海相碳酸盐岩建造。灰白、浅灰、肉红色石灰岩，局部有硅化灰岩，厚 300～500 米。与下伏地层呈假整合接触。

四、二叠系

*1.*下二叠统栖霞组 (P_1q)

出露于盆地南缘，为浅海相碳酸盐岩建造。灰黑色石灰岩，含燧石条带或结核，顶部夹炭质页岩。厚150～200米。与下伏地层呈假整合接触。

2.上二叠统龙潭组（P_2l）

零星出露于盆地南缘。为浅海相含煤砂、页岩建造。灰色细砂岩与深灰色粉砂岩互层夹炭质页岩及8～12层煤。根据岩性及含煤情况可分下、中、上、顶四个亚组，以中亚组含煤最佳。厚500～800米。与下伏地层呈假整合接触。

五、三叠系

上三叠统小坪组(T_3x)零星出露于盆地南缘。为内陆湖沼相含煤砂、页岩建造。砂岩、砂砾岩、黑色页岩夹煤层3～6层，其中可采煤层2～3层，厚500米左右。与下伏地层呈不整合接触。

根据钻井揭露，盆地基底主要为二叠系栖霞组、龙潭组和三叠系小坪组。

六、下第三系

下第三系为河湖相含膏盐砂、泥岩建造。自下而上由山麓相、滨湖相、浅湖相、河流相组成一个粒度由粗—细—粗、色序由红—黑—红的完整沉积旋回。根据岩性及古生物组合分为3个组7个段，即大埇山组一、二段，坼心组一、二、三段，西坼组一、二段。地层岩性可以与三水盆地对比。其地层剖面由下而上叙述如下（见图5–6–2和图5–6–3）。

1.大埇山组（E_1d）

(1) 一段（E_1d^1）　灰色、杂色、紫棕色块状钙质砾岩、砾岩，未见化石，厚0～230米。与下伏地层呈不整合接触。盆地内分布广泛；北部、东部有零星露头；中部王太庄一带变薄或缺失。

(2) 二段（E_1d^2）　褐棕色中—厚层状含钙泥质粉砂岩，灰棕色含灰泥粉、细砂岩、灰白色厚层状中粗砂岩、砂、砾岩。韵律较明显，偶夹深灰色钙质泥岩及灰色石灰岩。具水平层理，平缓波状层理。产螺、瓣鳃类、介形虫、轮藻及植物碎片等化石，厚0～307米。盆地内分布广泛；南部和北部有零星露头。其中南村、河塘村、营溪、太和庄，夏良村一带为红棕色、深灰色含泥、钙质粉砂岩夹灰岩质砾岩。

2.坼心组（E_2b）

(1) 一段（E_2b^1）　深灰色泥灰岩、灰色含泥灰岩夹褐棕色、深灰色钙质泥岩、膏质泥岩、薄—中层状，具水平层理。局部石膏发育，偶见钙芒硝，含黄铁矿。产介形虫、轮藻、螺及植物碎片化石。中部及下部的钙质泥岩和泥灰岩裂隙晶洞中局部含油。王太庄一带顶部为褐棕色钙质泥岩、深灰色含砾泥灰岩或灰色砾状碎屑灰岩，厚0～193米。

该段分布于盆地中部永兴村、对面岭—鸦湖村、永宁村、北村、营溪村及王太庄一带。

(2) 二段（E_2b^2）　深灰色钙质白云质泥岩，泥灰岩夹膏质泥岩、泥砾岩。部分地区夹有褐棕色含钙质泥岩、含膏泥岩。龙1、龙4、龙5、龙10、龙14井中部夹1～3层盐岩，单层厚1～25米。中部常见石膏、石盐、无水芒硝、钙芒硝。中、下部钙质泥岩裂隙局部含油。薄—中层状，水平层理发育。产鱼、介形虫、轮藻化石及植物碎片化石。厚44～254米。

主要分布于盆地中部南村、北村、蚌湖、黄榜岭、中和、营溪、永兴村、王太庄一带。

(3)三段(E_2b^3)　褐棕色含钙质泥岩与钙质泥岩呈等厚互层。下部一般夹数层膏质泥岩、泥灰岩,薄—中层状,水平层理发育。产介形虫、轮藻化石及植物碎片化石。含黄铁矿。

系	统	组	段	代号	厚度(m)	柱状剖面	地层综合描述	古生物	盐类矿物	油气显示	剖面位置
第四系				Q	0~30		棕黄色粘土层与下伏地层呈不整合接触				
第三系	始新统	西埔组	二段	E_2x^2	26~210		褐棕色含钙粉砂质泥岩含钙泥质砂岩粉细砂岩灰白色含钙中粗粒砂岩砂砾岩等组成较明显的韵律	龙归湖花介（新种）过渡中华金星介、河南金星介、似土星介未定种			龙12井
			一段	E_2x^1	98~182		褐棕色含钙粉砂质泥岩含钙泥质粉砂岩棕灰色含钙泥中细砂岩夹少量粗砂岩	河南金星介、走马岭墙克轮藻			
		埔心组	三段	E_2b^3	51~174		褐棕色含钙泥岩与深灰色钙质泥岩互层、下部夹膏质泥岩、泥灰岩	河南金星介、埔心柔星介、尖窄玻璃介	中下部见少量石膏		龙10井
			二段	E_2b^2	44~254		深灰色、灰色泥岩、膏质泥岩、泥灰岩，夹白云质泥岩，中上部常有泥砾岩、局部夹数层岩盐	埔心柔星介、红岗湖花介、短卵型中华金星介、潜江扁球轮藻	中部常见石盐石膏无水芒硝	中下部钙质泥岩裂隙局部含油	龙10井 龙5井
			一段	E_2b^1	0~193		深灰色泥灰岩、含泥灰岩夹褐棕色、深灰色钙质泥岩、膏质泥岩及含砾泥灰岩或砾状碎屑灰岩	埔心柔星介、东岳庙中华园星介、潜江扁球轮藻	局部石膏发育偶见钙芒硝	中下部钙质泥岩泥灰岩裂隙晶洞局部含油	龙12井
	古新统	大湖山组	二段	E_1d^2	0~300		褐棕色、灰棕色含钙泥粉细砂岩、灰白色中粗砂岩、砂砾岩				龙13井
			一段	E_1d^1	0~230		灰色、棕色钙质砾岩				龙2井
二叠系				P	92.00		灰色、深灰色燧石灰岩夹泥灰岩，下部有岩溶灰岩角砾岩	尖锐土棱子介（新种）网格双线介（新种）新希瓦格蠖		顶部灰岩裂隙局部含油	龙6井

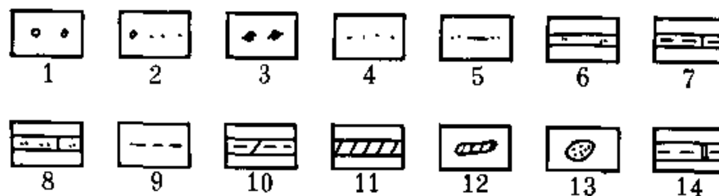


图 5-6-2　龙归盆地地层综合柱状图

1—砾岩、角砾岩；2—砾状砂岩；3—泥质砾岩；4—中、粗砂岩；5—泥质粉砂岩；6—粉砂岩；7—钙质泥岩；8—钙质粉砂岩；9—泥岩；10—白云质泥岩；11—岩盐；12—石膏；13—芒硝；14—石膏质泥岩

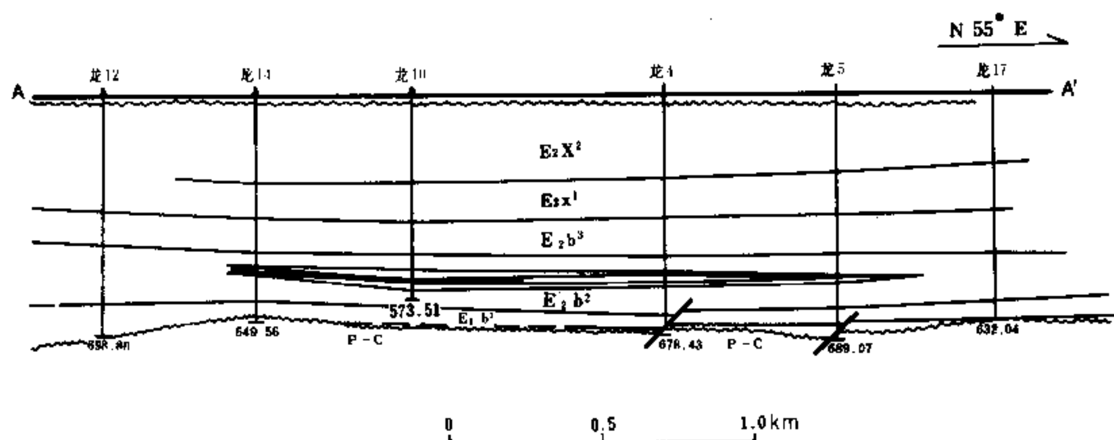


图 5–6–3　龙归盆地盐矿区王太庄矿床地质横剖面图

井深单位为米

分布范围与二段同，中和一带则发生相变，上部为褐棕色含钙、泥质粉砂岩与含灰粉砂质泥岩互层，夹深灰色钙质白云质泥岩；下部为褐棕色钙质粉砂岩、细砂岩夹含砾砂岩，深灰色钙质泥岩，厚 51～174 米。

3.西埇组（E_2x）

(1) 一段（E_2x^1）　褐棕色含钙粉砂质泥岩、泥质粉砂岩，灰棕色含钙泥岩、细砂岩、间夹少量中、粗砂岩，中—厚层状。产螺、介形虫、轮藻、昆虫化石，厚 98～182 米。

分布于北村、永兴庄、营溪村、河塘村、王太庄一带及蚌湖 ZK2–1 井附近。

(2) 二段（E_2x^2）　褐棕色含粉砂质泥岩，含钙泥质砂岩，灰棕色含钙泥质粉、细砂岩，灰白色含钙中、粗粒砂岩，砂、砾岩等组成较明显的沉积韵律，偶夹深灰色含钙粉砂质泥岩。中—厚层状，具斜层理，产鳓鳃类、螺、轮藻、介形虫化石，厚 20～210 米。

分布范围同西埇组一段。

七、第四系

第四系地层广泛分布于盆地内。以冲积、洪积为主。岩性为灰褐色耕植土、砂质粘土、砂砾层。盆地边缘丘陵山区为坡积、残积层，厚达 31 米。与下伏地层呈不整合接触。

第四节　构　　造

龙归盆地位于粤中坳陷北部，为北东向的断陷盆地。

盆地断裂以北东向为主，北西向次之。东缘为广州—从化断裂带上的两条断层，控制了盆地东部边界，其中一条断层为第四系覆盖，在电测深图上反映为陡的梯度带。另一条断层在地表可见下第三系与泥盆系或花岗岩呈断层接触。接触带具断层泥、断层角砾及拖拉褶曲。断层走向为北东 35°，倾角 50～70°。盆地西缘为第四系覆盖。盆地内下第三系未见明

显断层,仅于个别井(如龙23井)有小的错动。因未作地震工作,盆地内部构造尚不清楚。

根据基底起伏状况及电测深等深图，可将下第三系构造分为东部凹陷、西部凹陷以及两凹之间的隆起三个次一级构造单元。下第三系盖层简单，总体上呈一向东倾的单斜层，地层倾角一般小于10°，翼部较陡，可达20～25°。未发现岩浆活动。

第五节 油气远景初步评价

龙归盆地的油气显示，主要见于下第三系坜心组二段含盐层或泥、砾岩底板至坜心组一段的中下部，以及基底二叠系栖霞组顶部地层中。龙归盆地生油岩为坜心组一、二、三段地层，岩性以深灰色泥灰岩及泥岩为主，总厚为95～620米，厚度变化较大，一般厚约400米，分布面积约150平方公里。顶板埋深一般为300米，底板埋深为700米。泥岩中含丰富的生物化石，有一定的生油和转化条件。有机碳（C）含量为0.3～0.8%，还原硫（S^{2-}）为0.5～1%，氯仿沥青"A"为0.062%，总烃为252.87ppm，转化系数"B／C"为0.1～0.3，还原系数K为0.3～0.6。

总的来看，龙归盆地虽有生油岩，但分布面积狭小，仅150平方公里。埋藏浅，储集层不发育，缺乏盖层，又无良好的保存条件，因此下第三系的油气勘探远景不佳。但盐矿丰富，且有钙芒硝和石膏。对开发盐岩、芒硝有利。

龙归盆地上古生界和中生界的石灰岩和煤系地层较发育，能否找到海相石油及煤成气富集带，有待今后在工作中进一步证实。

第七章　福山凹陷及雷州半岛

第一节　概　　况

福山凹陷位于海南岛北部沿海地区，在海口市以西、临高县城以东、澄迈县城以北。

凹陷北半部位于琼州海峡水域中；南半部为海南岛北部陆地。本文只介绍凹陷的陆地部分，其范围在东经109°35′～110°25′，北纬19°40′～20°05′之间，面积约2100平方公里。占整个凹陷面积3000平方公里的70.8%。

福山凹陷在1975年以前曾作过1∶50万重力、磁力及垂向电测深工作。编制了相应的图件、了解了地质结构的基本轮廓（图7-3-1和7-3-2）。

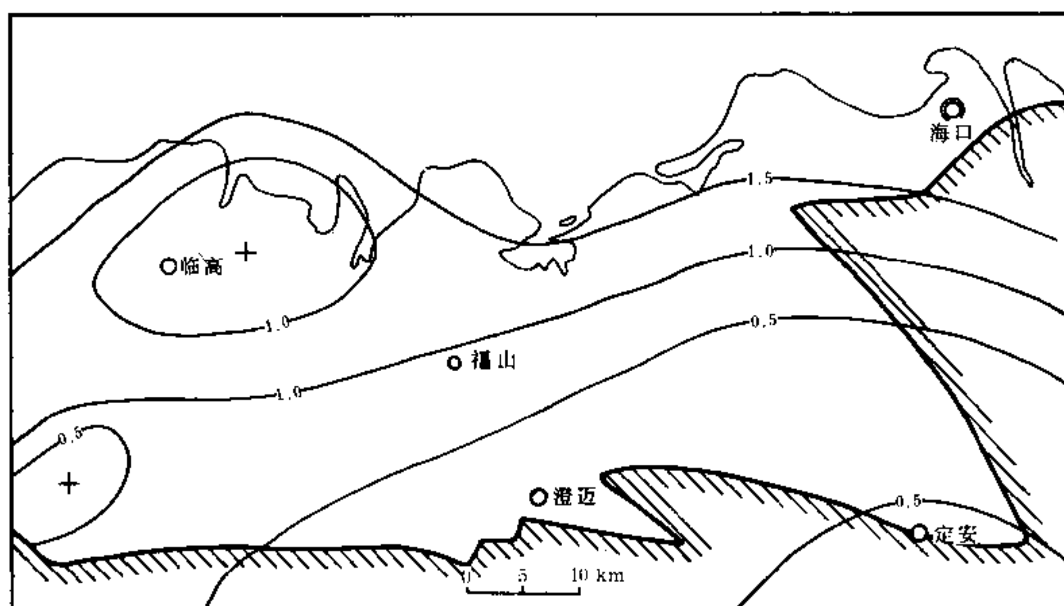


图5-7-1　福山凹陷磁性体最小埋藏深度图

等值线以公里计

1963年11月至1965年7月，共钻了5口浅井。井号为临浅1、2、3、4、5井（参见图5-7-2），井深为840.67～1031.06米，这些井均未见油气显示。

1975年5月开始使用3200米钻机。首先在凹陷深部钻了一口井——福1井以了解地层发育情况及有无生油岩存在。该井从2901米以下钻遇一套灰黑色页岩、深灰—灰黑色泥

岩。时代层位为下第三系流沙港组一段，已钻331米，尚未钻穿。在这套地层的页岩页理面上见到固体沥青块，说明曾有过油气生成过程。于是为决心进一步勘探提供了依据。

遂于次年开始进行地震勘探，先后调集了4个地震队到该区工作。1976年至1982年用磁带地震仪共作地震剖面983公里。由于地表及深部玄武岩层的影响，地震得不到良好的反射，因之所作构造图的准确度较差。1981年改用数字地震仪进行试验，也未见显著的改善。随后于1984年冬，石油工业部地球物理勘探局第二指挥部2162队作可控震源地震实验，仍未获得成功。看来福山凹陷的地震工作要想轻易过关是相当困难的。

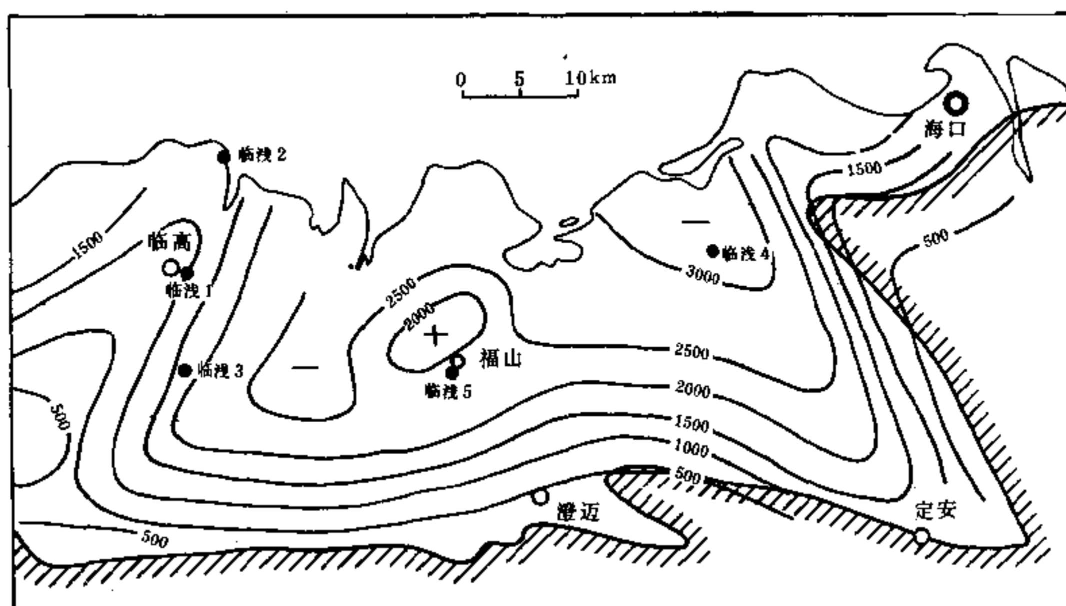


图5-7-2 福山凹陷垂向电测深标准层等深图

等值线以米计

福山凹陷从1975年5月开始钻井，至1980年11月共钻深井38口（图5-7-3）。钻井总进尺94520.06米，其中取芯进尺664.98米，芯长563.68米，平均收获率为84.766%。试油14口井（福2、5、8、10、12、15、18、23、25、27、28、29、30、36井），测试44层，其中获油流井4口（福5、23、28、29井），见少量油流或油花井5口（福8、18、25、30、36井）。

虽然有4口井出油，但油层变化大，深部构造圈闭不明，故其储量无法计算。

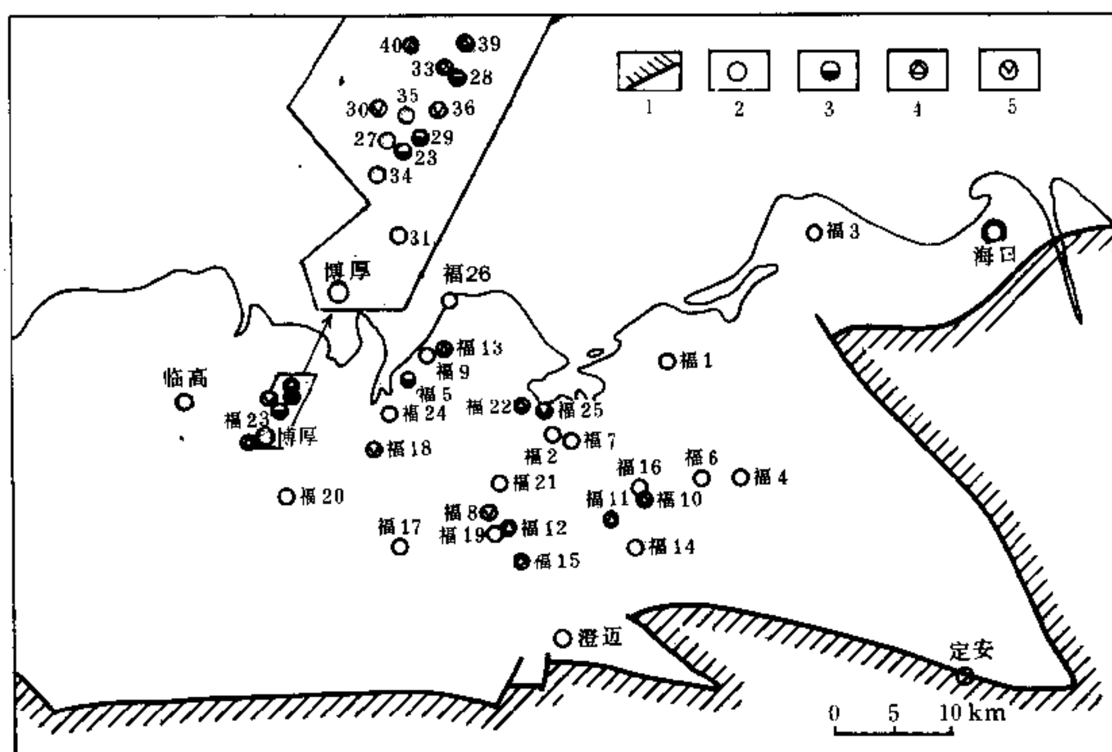


图 5–7–3 福山凹陷井位分布图

1—盆地边界；2—干井；3—低产油井；4—油气显示井；5—少量油流或见油花井

第二节 地 层

福山凹陷钻井所遇地层有下古生界变质岩、白垩系、下第三系、上第三系和第四系，其简要情况如图 5–7–4 所示。

一、下古生界

下古生界变质岩已钻厚度为 162.5 米。

该地层只在福 26 井钻遇，其岩性为灰绿色细粒闪长玢岩和千枚岩呈略等厚互层。顶部为一层石英岩。

(1) 闪长玢岩 成分为绿泥石、斜长石和少量石英，经受强列的次生变化，局部可见次生绿泥石和方解石细脉。

(2) 千枚岩 主要成分为绢云母，次为绿泥石和石英，有少量碳酸盐岩。绿泥石呈定向分布。

二、白垩系

厚度为 175～771.3 米。

地层					厚度(m)	累积厚度(m)	岩性剖面	综合描述	沉积相	主要化石	生储盖组合特征	资料来源
界	系	统	组	段								
新生界	第四系	上新统			147.5			深灰色砾石层、深灰—灰黑色玄武岩				福1井
新生界	上第三系				13.5							福1井
新生界	上第三系	上中新统	灯楼角组		154.5			灰色泥岩、含钙质	陆、滨海相	有孔虫		福1井
新生界	上第三系	中中新统	角尾组		573.5			灰色砂岩，粉砂岩，浅灰色砾状砂岩含砾砂岩，砂砾岩组成	陆、滨海相	有孔虫		福1井
新生界	上第三系	中中新统	角尾组			1000		灰色砂质泥岩，粉砂岩，泥岩及砂泥岩互层组成	陆、滨海相	有孔虫		福1井
新生界	上第三系	下中新统	下洋组		259.5			灰白色砂岩、砾状砂岩和砂砾岩	陆、滨海相			福1井
新生界	下第三系	中上渐新统	涠洲组		1970.5	2000 3000		深灰紫色和暗紫红色为主，少量浅灰色砂质泥岩夹灰白色含砾粗砂岩和粗、中砂岩等	近海泛滥平原相	介形虫：扁豆花介 华花介 双耳金星介 孢粉：各种兆氏粉昆兰树粉高森粉单本孚屈出现		福5井
新生界	下第三系	下渐新统—始新统	流沙港组	一段	524.5			深灰色泥岩、浅灰、灰白色砂砾岩、砾状砂岩、含砾砂岩组成	河流相	孢粉：高□粉、昆蓝树粉厚壁兆氏粉金丝粉		福20井
新生界	下第三系	下渐新统—始新统	流沙港组	二段	705.5	4000		灰黑色粉砂质泥岩和页岩组成	浅深湖相	孢粉：河丁枫科 金丝梅科 小亨氏栎		福30井
新生界	下第三系	下渐新统—始新统	流沙港组	三段	1071.5	5000		灰白色砾状砂岩、含砾砂岩、泥质粉砂岩和暗褐灰色泥岩组成	湖相 滨湖相	孢粉：麻黄、松、肇东粉属厚壁球形藻		福21井
新生界	下第三系	古新统	长流组		728.5	6000		上部由棕红、浅棕红色砾状砂岩及暗棕红色、深红色泥岩组成。下部以棕红、紫红色砂质泥岩为主，夹棕红浅紫红色泥质含砾砂岩，中部夹泥灰岩	陆相			福19井
中生界	白垩系				771.3			上部为紫红色安山玢岩　、灰黑色安山岩夹紫红色，暗紫色砾岩及泥岩，中部为棕红色、暗紫色细砂岩、泥质粉砂岩与泥岩呈不等厚互层，下部为暗紫色，凝灰质砂岩夹紫红色泥岩	陆相	介形虫 轮藻		福3井
					162.0			灰绿色闪长玢岩和千枚岩略呈等厚互层，底部为一层石英岩				福26井

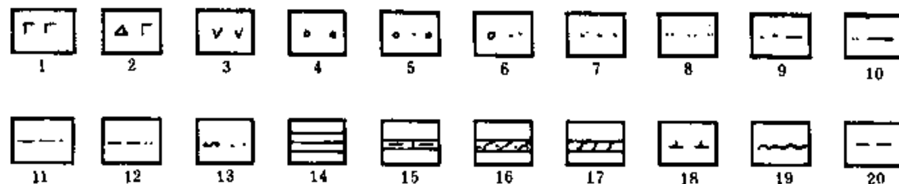


图 5-7-4　福山凹陷地层综合柱状图

岩性上部为紫红色安山玢岩，灰黑色安山岩夹紫红色砾岩及暗紫色、棕红色砂质泥岩和泥岩。中部为棕红色、暗紫色细砂岩、泥质粉砂岩与泥岩呈不等厚互层，并夹有灰黑色安山岩。下部为暗紫色，紫色凝灰质砂岩夹紫红色泥岩及灰黑色安山岩。不整合于变质岩之上

白垩系地层只有福3、福4、福9等4口井钻遇。除福4井已钻穿为175米外，其余3井厚度分别为771.3米、99.25米、193.35米，均未钻穿。

三、下第三系

下第三系自下而上可分：古新统长流组、始新统—下渐新统流沙港组、中、上渐新统涠洲组。分别记述如下：

1.古新统长流组（厚0～728.5米）。

岩性为棕红色、暗紫色、紫红色、灰色泥岩，砂质泥岩夹浅灰色、棕红色、暗紫色、紫红色、杂色细砂岩、中砂岩、含砾砂岩、砾状砂岩、砾岩及棕红色、灰褐色泥灰岩。

只有福3、福4和福9三口井钻穿长流组。其厚度分别为552米、268米和728.5米。另外福26井已钻入古生界，但长流组缺失。

长流组与下伏白垩系呈不整合接触。

2.始新统—渐新统流沙港组（厚度大于1633米）

该组自下而上分为三、二、一段。

(1) 流沙港组三段　厚度0～1071.5米。上部主要为深灰色泥岩与灰白色含砾砂岩、泥质粉砂岩、细砂岩互层，局部见绿灰色泥岩。下部主要为灰白色砾状砂岩、含砾砂岩、砂砾岩与杂色泥岩、深灰色泥岩、棕红色泥岩互层。

流三段厚度变化在0～1071.5米之间，厚度变化较大。但总的趋势是凹陷南薄北厚、钻井所见以福21井最厚，达1071.5米。其次为福6井厚1014.5米。至于凹陷深处的福5井一带，厚度是否更大，因为钻穿，故其情况不明。

福15、福14井一带及其以南地区厚度均小于500米。

流三段见到一些荧光，油斑、油迹及微含油显示。如福2井见一些荧光显示及含沥青质的砂岩。福7、福8、福10、福11以及福12井均见到不同程度的含油显示。但显示级别低，试油3口井（福8、福10和福12井）均未获得油流。

(2) 流沙港组二段　厚度0～705米。岩性为大套深灰色、灰黑色粉砂质泥岩、页岩夹少量浅灰色粉砂岩，在个别井中夹有灰黑色炭质泥岩，福7井夹有深灰色玄武岩。

流二段主要为泥岩及页岩，而砂岩很少，并且砂岩多呈薄层或条带状。但凹陷南部，如福11井砂岩增多。

流二段厚度变化较大，从0～705米。厚度较大的地方在福2、福5和福20井之间，其中福30井厚度最大，可达705米。厚度较薄的地方在凹陷南部，即福15井至福10井联线以南地区，厚度小于200米。凹陷东部的福3井缺失。

(3) 流沙港组一段　厚0～>697.55米。岩性为灰、深灰色泥岩与浅灰色、灰白色砂砾岩、砾状砂岩、含砾砂岩及粗、中、细砂岩组成。

流一段厚度变化较大，从0～697.5米以上。沉积最厚的地区在福5至福13井一带，该处的福9井流一段已钻厚度697.5米，仍未钻穿流一段；最薄的地区在福8井和福10井联线以南地区，厚度为0，这一带缺失流一段地层。

流一段地层在凹陷中部。埋藏较深，在3000米左右，并且有页理发育较好的页岩，在页理面上往往可见到半固体的沥青斑块。

流一段在许多井中可见到荧光、油斑、油迹或微含油的显示。如福1井见荧光，福5井见微含油、福9井见油迹及荧光显示，福13井见油斑显示，且在福5井试出了少量油流，间歇自喷日产油0.89立方米。

流沙港组因埋藏太深，总厚度不详，已钻井所见最大厚度为1633.5米（福21井）。其中流一段所见最大厚度为697.55（福9井未穿），流二段最大厚度为705米（福30井），流三段最大厚度则为1071.5米（福21井）。把这三段的最大厚度累加在一起，则总厚在2474.05米以上。因此在凹陷深处（福5井至福1井一带）流沙港组厚度推测在2000米以上（见图5–7–5）。流沙港组在凹陷南部因基底抬高，沉积厚度变薄，后期又遭剥蚀，因而使流沙港组向南迅速变薄直至全部缺失。

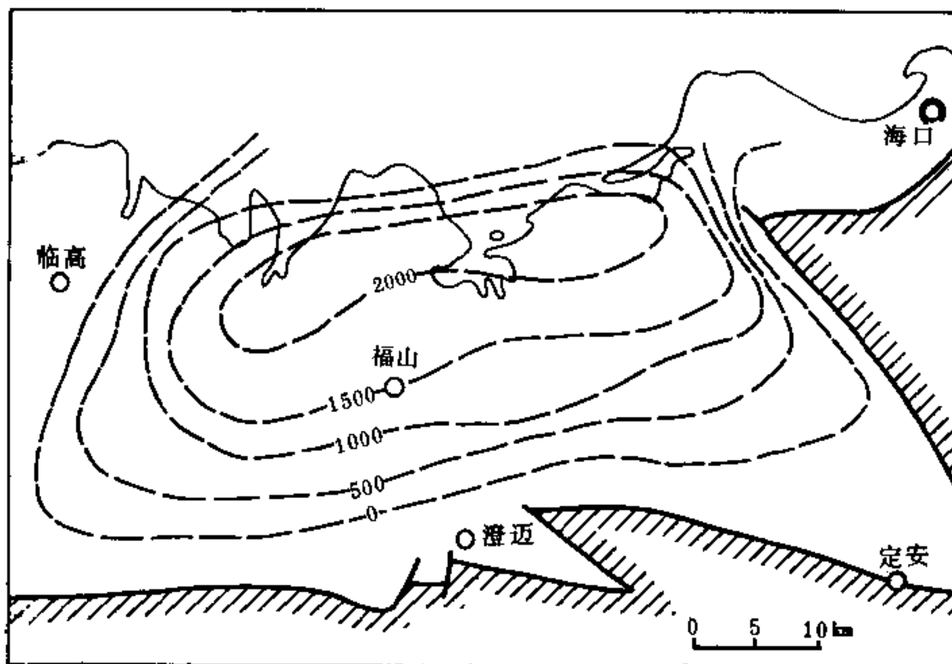


图5–7–5　福山凹陷流沙港组等厚图

等厚线单位为米

3.下第三系中上渐新统涠洲组（厚度为204～1970.5米）

涠洲组是一套巨厚的砂、泥岩互层的地层。砂质岩类主要为灰色、灰白色中砂岩、粗砂岩、含砾砂岩、砂、砾岩等。泥质岩类主要为浅灰色、灰紫色、紫红色、棕红色及杂色砂质泥岩和泥岩。

这是一套陆相地层，与上第三系的海相地层不同。上第三系下洋组除个别井见到少量红色夹层外，大部分井无红色层，而涠洲组泥岩则多以红色层为主。

涠洲组厚度变化很大，从204米至1970.5米，基本上是凹陷南部薄，向北至凹陷中部变厚，最厚在福18、福13和福1井一带，厚度在1500米以上。而福8井以南地区厚度均小于500米（见图5–7–6和图5–7–7）。

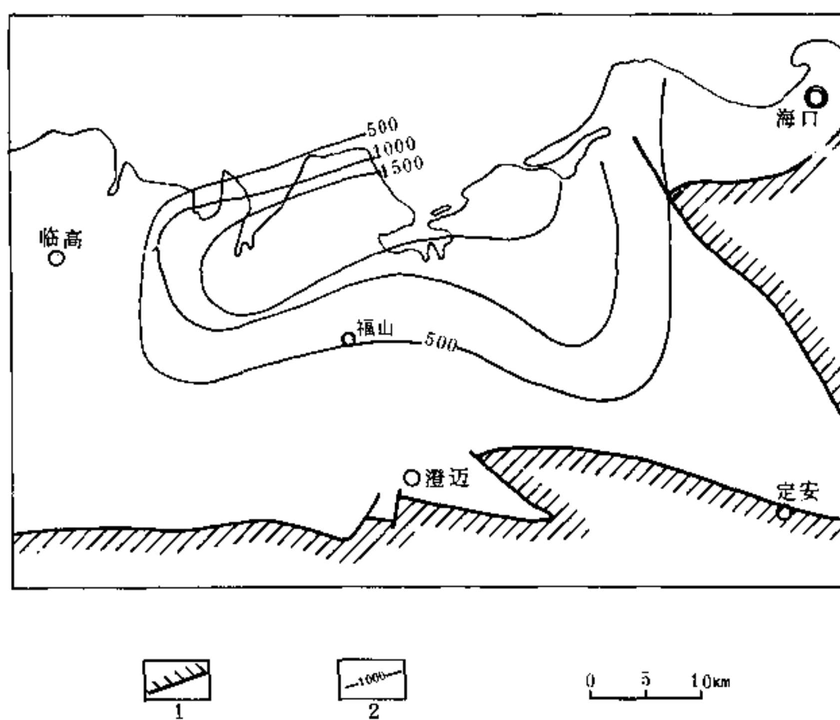


图 5-7-6　福山凹陷涠洲组等厚图

1—盆地边界；2—等厚线(单位为米)

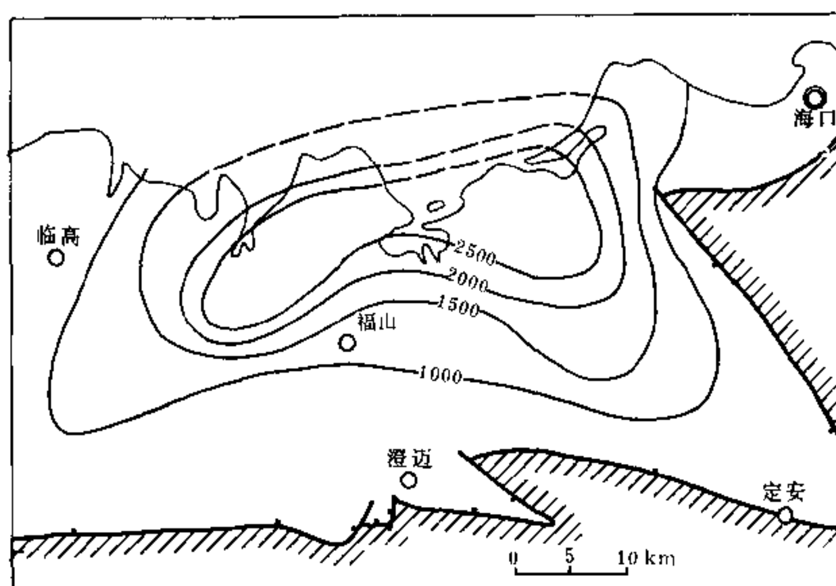


图 5-7-7　福山凹陷涠洲组底板深度图

等深线单位为米

博厚地区福 23、28、29 井均在涠洲组下部砂岩中获得了油流，其中福 28 井抽深 560 米，日产油 29.5 立方米。

四、上第三系

上第三系自下而上分为下中新统下洋组、中中新统角尾组和上中新统灯楼角组和望楼港等四个组。

1.下中新统下洋组（厚度 37～326.5 米）

岩性主要为浅灰色、灰色中砂岩、粗砂岩、含砾砂岩、砾状砂岩和砂砾岩，夹少量浅灰绿色、绿灰色砂质泥岩。与下第三系涠洲组呈不整合接触。

地层厚度变化在 37～326.5 米之间，一般厚度 200 米左右。凹陷南部薄，向北增厚，凹陷南部的福 15 井最薄，厚仅 37 米，最厚者是凹陷中部的福 24 井、福 5、福 9、福 23 等井一带。其中福 24 井厚度可达 326.5 米。

2.中中新统角尾组（厚度 261～573.5 米）

岩性上部主要为浅灰、灰绿色细砂岩，粉砂岩与灰、绿灰色粉砂质泥岩互层，组成二个正旋回，旋回的下部变粗为灰色含砾砂岩、砾状砂岩及砂、砾岩。中间夹少量浅灰绿、绿灰色砂质泥岩。

该组的特点是：岩石颜色中绿色成分较多，并且砂岩中出现较多的海绿石。

地层厚度变化在 261～573.5 米之间，基本是凹陷南部薄，向北增厚，以福 1 井最厚，达 573.5 米。

3.上中新统灯楼角组（厚度 70.5～385.5 米）

岩性上部主要为灰色泥岩和砂质泥岩夹灰黄色生物碎屑砂岩，生物碎屑有贝壳、珊瑚、螺、鱼牙等；下部为灰色、绿灰色含砾砂岩、砾状砂岩与灰色砂质泥岩互层，砂质岩类多，在福 1 井厚达 121 米，在远离火山口的地方，厚度变薄或无玄武岩分布，含生物碎片。

个别井中见到玄武岩夹层。

该组一般厚度在 200 米左右，凹陷南部厚度较薄，向北部增厚，到海岸附近（福 13 井一带）厚度最大。地层的主要特征是富含生物碎屑。

4.上中新统望楼港组（厚度 0～199.5 米）

灰色、绿灰色泥岩，砂质泥岩夹薄层含砾砂岩，个别地区夹黑色玄武岩。

望楼港组大部分井缺失，主要见于凹陷北面一些井中，如福 3、5、25、26、24、28 等井，其中以福 26 井最厚，达 199.5 米。

五、第四系

厚度为 5.56～144.1 米。

岩性主要为灰黑色、深灰色玄武岩，其表面往往有层棕红色风化土。此外，还有一些灰色砂质粘土或砂砾层。玄武岩厚度各地不一，在离火山口近的地区厚度大，在百米以上。

第四系一般不整合于下伏地层之上。

第三节　构　　造

福山凹陷经过几年的地震工作，作了 983 公里测线，虽然地震工作不过关，得不到好的反射资料，但已钻了 38 口深井，对福山凹陷构造的概貌已有所了解，但对局部构造和断层位置及其落差等情况则难以查清。

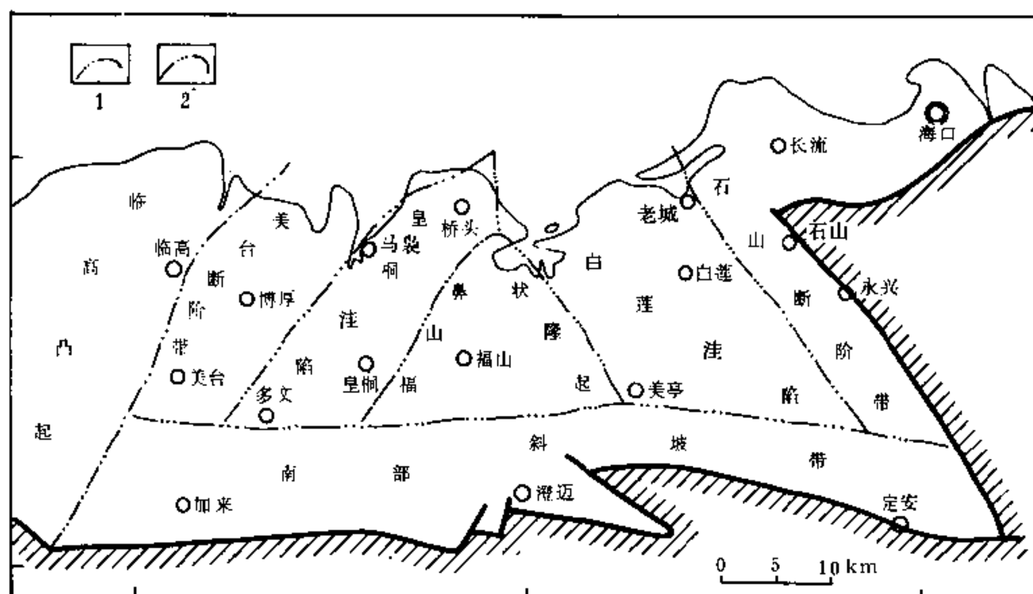


图 5-7-8 福山凹陷构造区划图

1—二级构造单元界线；2—三级构造单元界线

福山凹陷略呈一三角型，可分为 6 个构造单元（见图 5-7-8），即南部斜坡带、美台断阶带、皇桐洼陷、福山鼻状隆起、白莲洼陷和石山断阶带。

南部斜坡带中沉积较薄，流沙港组在斜坡带内大部分地区缺失。涠洲组也很薄。

凹陷西部为美台断阶带，东部为石山断阶带，此两断阶带向凹陷内部逐阶下降涠洲组地层逐渐加厚。

凹陷中部有一福山鼻状隆起，涠洲组底界深度在 1000～2500 米之间。在鼻状隆起两侧，西为皇桐洼陷，东侧为白莲洼陷。这些洼陷沉降很深，尤其是涠洲组沉积时期沉降最快，涠洲组底界目前深度最深可达 3000 米以上。从凹陷南部向凹陷北部，凹陷缓慢变深，到福 21 井以北，由于断层活动，下陷加快（见图 5-7-9）。

另外，从涠洲组底面深度图（参见图 5-7-6）上可以看出，在凹陷南部的福 15 井，涠洲组底界深 669 米，而到福 5 井则深达 3058 米，加深了 2389 米。

到了上第三系沉积时期，凹陷内主要以坳陷为主，断层活动已趋于停止，沉降缓慢，上第三系最厚仅 1000 米左右，如图 5-7-10。

图 5-7-9　福山凹陷中 13 口井构造横剖面图

井位参见图 5-7-3

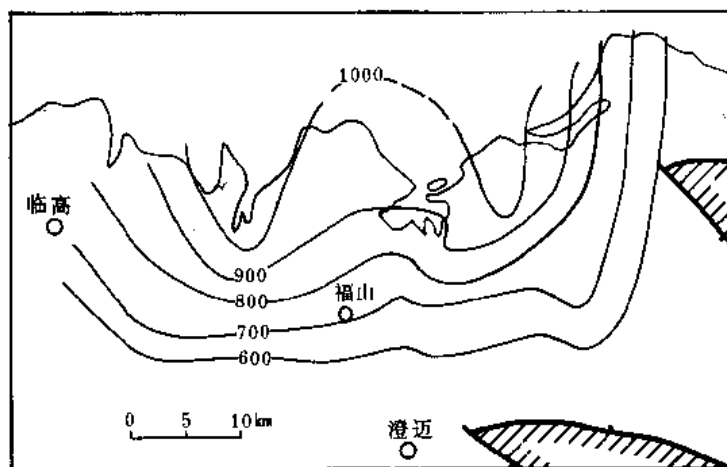


图 5-7-10　福山凹陷上第三系等厚图

第四节 油 气 生 成

福山凹陷已钻的38口井中，已有17口井作过有机地球化学样品分析，详见表5-7-1。

表5-7-1 福山凹陷各井有机地球化学分析样品数据表

井号＼项目	有机碳(%)	氯仿沥青"A"(%)	组分	干酪根	OEP	姥鲛烷植烷	异戊二烯烷	镜质体	热解
福1井	8	8	1	2					
福2井	86	77	13		2	2	2		9
福4井	3	4	2						
福5井	43	43		6	1	1	1	3	
福6井	1	1							
福7井	20	14	3	5				2	6
福8井	13	13		3				2	
福10井	19	19							
福12井	2	2	1	3				2	
福13井	7	7	2						
福18井	5	5	2						
福23井	2	2	2						
福25井	2			2					2
福28井				1				1	
福29井				1				1	
福30井				2				1	
福31井				2				1	
合 计	211	197	26	27	3	3	3	13	17

一、暗色泥岩发育情况

福山凹陷暗色泥岩主要分布在流沙港组中，其中以流二段泥岩（包括页岩）发育最好，不但泥岩所占地层百分比大，而且总厚度也大。如福2井流二段暗色泥岩总厚达537.5米，占段厚547.5米的98.5%。现选2口井为代表说明流沙港组一、二、三段的泥岩发育情况(见表5-7-2)。

表 5-7-2 福山凹陷福 2、7 井暗色泥岩统计表

井 号	层 位	井 段 (m)	组、段厚度 (m)	泥岩厚度 (m)	占组、段厚度 (%)
福 2	流沙港组	1693.5～2818.99(未穿)	1125.49	858	76.2
	流一段	1693.5～2097.0	403.5	216.5	53.7
	流二段	2097.0～2644.5	547.5	539.5	98.5
	流三段	2644.5～2818.99	174.49	102	58.5
福 7	流沙港组	1634.5～3161.5	1527	866.5	56.7
	流一段	1634.5～1935	300.5	102.5	34.1
	流二段	1935～2359	424.0	404.5	95.4
	流三段	2359～3161.5	802.5	359.5	44.8

从上表可以看出福 2 和福 7 井流沙港组暗色泥岩厚度分别为 858 与 866.5 米，其中以流二段泥岩厚度较大，为 539.5 米和 404.5 米。这是主要的生油岩。

二、有机质丰度

1.有机碳

涠洲组的有机碳含量低，主要含量在 0～0.2%之间，个别可达 0.4～0.6%，没有大于 0.6%的，属于非生油岩范围。

流沙港组的有机碳含量主峰在 1～1.5%之间，中值为 1.15%，属于好生油岩范围。

2.氯仿沥青"A"

涠洲组的氯仿沥青"A"含量在 0.002～0.004%之间，属非生油岩范围，而流沙港组氯仿沥青"A"的含量在 0.1～0.2%之间，累积百分含量中值为 0.09%，属于较好生油岩的范围。

3.总烃

流沙港组总烃含量在 250～500ppm 之间，累积百分含量中值为 412ppm，符合较好生油岩的标准。

有机质丰度平均值如下：

有机碳（%）：涠洲组 0.076（29 块，福 5 井）
流一段 0.94（18 块，福 2 井）
流一段 0.81（13 块，福 5 井）
流二段 1.39（26 块，福 2 井）
流二段 0.96（6 块，福 2 井）
流三段 1.36（3 块，福 8 井）
总平均：涠洲组 0.076%
流沙港组 1.113%

氯仿沥青“A”（%）：涠洲组0.0057（29块，福5井）

流一段0.058（18块，福2井）

流一段0.068（13块，福5井）

流二段0.159（26块，福2井）

流二段0.118（6块，福2井）

流二段0.081（10块，福8井）

总平均：涠洲组0.0057%

流沙港组0.104%

总烃（ppm）：流一段100（3块，福2井）

流二段357（3块，福2井）

从有机质丰度来看，涠洲组丰度低，为非生油岩，而流沙港组属于好生油岩至较好生油岩的范围。

三、有机质类型

根据氯仿沥青“A”的分析结果，流一段的族组分中饱和烃在16～44%之间；芳香烃在6～20%之间；非烃加沥青质在40～80%之间。流二段饱和烃在16～34%之间；芳烃在6～14%之间；非烃加沥青质在54～74%之间。其有机质类型以混合型为主，少量腐泥型及腐殖型。

从热解色谱分析结果来看，流一段S_2/S_3多数小于2.5，属腐殖型，个别混合型至腐泥型；流二段和流三段S_2/S_3一般5左右，属混合型至腐泥型。

从干酪根元素分析数据来看，流沙港组10口井的27个样品，H／C在1～1.4的有10块，属混合型，H／C大于1.4的1块属于腐泥型，其余16块均小于1，属腐殖型。

综合上述各种资料来看，福山凹陷流沙港组有机质类型主要为混合型，部分腐殖型，少量腐泥型。

下面把福山凹陷流沙港组分析数据与生油岩划分标准列表如下（见表5–7–3）。

表5–7–3 福山凹陷生油岩划分标准及生油岩分析数据表

项目		有机碳（%）	氯仿沥青“A”（%）	总烃（ppm）	烃／C（%）	饱／芳	饱和烃（%）	芳香烃（%）	非烃加沥青质（%）	母质类型
好生油岩		>1	>0.1	>500	>6	>3	40～60	15～25	20～40	腐泥型
较好生油岩		0.6～1	0.05～0.1	200～500	2～6	1～3	20～40	5～20	40～70	混合型
较差生油岩		0.4～0.6	0.01～0.05	100～200	1～2	<1	5～20	10～30	>70	腐殖型
非生油岩		<0.4	<0.01	<100	<1					
流一段	福1井	1.04	0.056	414	2.76	2.83	43.75	15.46	40.79	
	福2井	0.94	0.058	100	0.81	2.13	18.95	9.0	72.0	
	福13井	0.82	0.08	349	3.35	2.82	33.48	11.89	54.6	
	福18井	1.15	0.11	438	2.47	1.63	28.85	17.61	51.33	
流二段	福2井	1.39	0.159	357	1.88	2.56	24.45	10.9	61.7	
	福12井	1.00	0.07	270	2.28	5.41	32.51	6.01	61.46	
	福23井	1.31	0.095	293	1.48	1.94	21.14	10.88	68.0	
流三段	福10井	0.96	0.12	560	3.38	2.38	31.70	11.5	52.5	

从表中可以看出，福山凹陷流沙港组生油岩主要属较好生油岩到好生油岩范围。

四、生油门限深度的确定

参看“福山凹陷生油岩成熟度依据图”（图 5-7-11）。

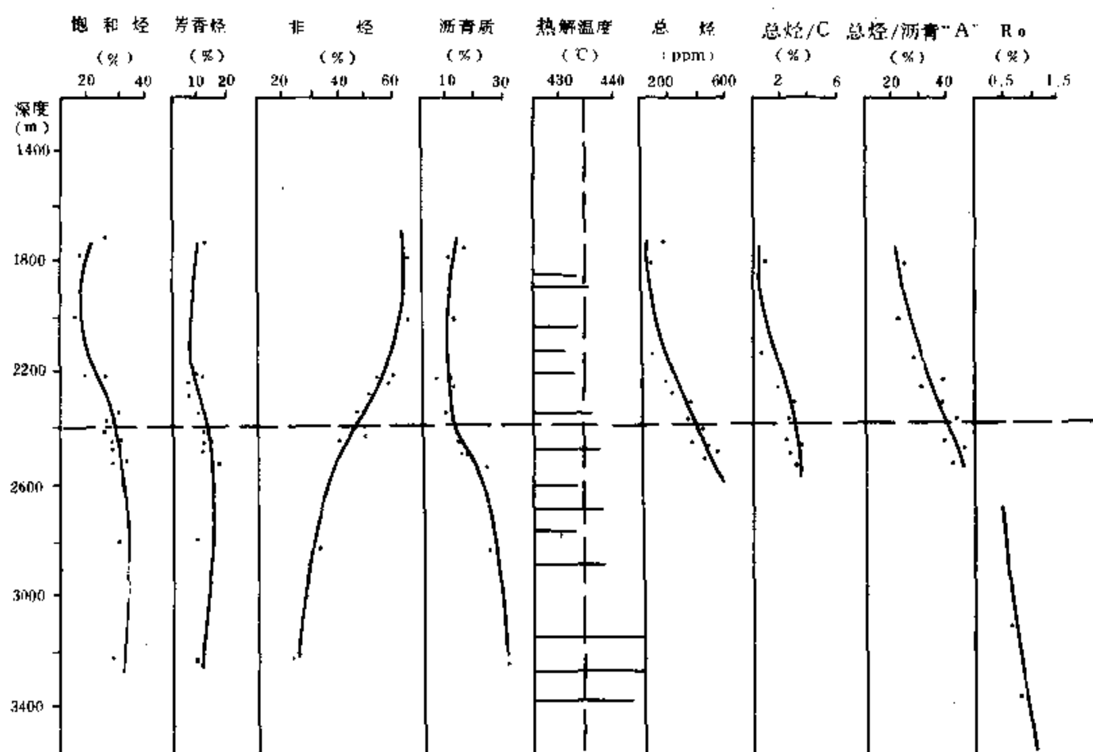


图 5-7-11　福山凹陷生油岩成熟度依据图

从转化率“总烃／有机碳”的比值来看，从 2100 米以下开始增加，在 2100～2300 米间，总烃／有机碳比值为 1～3%，在 2300 米以下为 3%左右；从总烃／“A”数值看，从 2000 米开始增大，到 2200 米时，总烃／“A”比值由 22%增至 38%，2200 米以下仍继续增大；从图上各条曲线看来，从 2000 或 2200 米开始，曲线开始变化，至 2400 米达到较大值，所以我们把生油门限深度定在 2400 米。

五、结论

1）福山凹陷流沙港组具有较为丰富的生油母质，其中流二段比流一段和流三段更为丰富，有一定的生油条件。生油岩属中—好的范围。

2）有机质类型大多数为混合型，少量腐殖型和腐泥型，其中流一段以腐殖型较多，但也有腐泥型。流二段和流三段以混合型较多。

3）根据总烃、热解及转化率资料，生油门限深度定在 2400 米。

第五节　含油气情况及油气评价

一、油气情况

福山凹陷共钻深井 38 口，其中试油井 14 口（福 2、5、8、10、12、15、18、23、25、27、28、29、30、36 井），测试 44 层，其中获油流井 4 口（福 5、23、28、29 井），见少量油流及油花井 5 口（福 8、18、25、30、36 井），除上述 9 口井见油外，见有油斑级以上显示井 10 口（福 10、11、12、13、15、22、32、33、39、40 井）。

福山凹陷儿口油流井产量均很低，最高单层的产量为 29.484 立方米（抽深 560 米）。详见试油成果表（表 5-7-4）。

表 5-7-4　福山凹陷试油成果表

井号	层位	射孔井段(m)	射孔层数	射开厚度(m)	抽深(m)	油嘴(mm)	日产量(m^3)			备注
							油	气	水	
福 5	流一段	3308~3488.1	14	37.1		3~5	0.89			间歇自喷
福 23	涠洲组	1363.2~1418.8	5	19.2	800		20.32			
福 28	涠洲组	1732.8~1734.4	1	1.6	560		29.484	少量		
						5	16.588	少量		
						4	6.296	少量		
						3	2.503	少量		
		1710.2~1711.8	1	1.6	1320		3.54			
福 29	涠洲组	1621.6~1629.2	2	4.4	500		11.25		41	
福 18	流三段	3284.6~3291.6	2	4.2	150		少量油花			累计产油 0.515m^3
福 8	流三段	1687.6~1690	1	2.4			油花 300ml	0	153.49	油管放喷
福 25	流一段	2209~2458.2	8	23.2	1280					抽吸完向井内灌水时返出原油 0.2m^3
福 30	流一段	1198.2~1201.6	1	3.4	1180		0.15			酸化前
					1180		0.20			酸化后
福 36		1763.6~1764.6	1	1	720		0.145		14.687	

福山凹陷的原油性质，属于低含硫、高含蜡原油，原油相对密度在 0.8441～0.9532 之间（见表 5–7–5）。

表 5–7–5 福山凹陷原油分析数据表

项目＼井号	福 5 井	福 23 井	福 28 井	福 28 井	福 29 井
层 位	流一段	涠洲组	涠洲组	涠洲组	涠洲组
井段(m)	3308～3488.1	1363.2～1418.8	1732.8～1734.4	1710.2～1711.8	1621.6～1629.2
相对密度	0.8591	0.9532	0.8441	0.8542	0.9356
动力粘度(50℃,mm^2/s)	5	210.16	4.69	5.31	203.28
胶质(%)	4.76	14.06	7.62	4.78	15.96
含腊(%)	14.98	4.70	8.69	15.4	1.46
沥青质(%)	2.56		1.10	0.99	0.42
含水(%)	4.8			10.8	
含砂(%)	3.9				
含 NaCl(mg／l)	21.3				
凝固点(℃)	31	−14	22	24	−18
闪点(℃)	35		<−16	29	
含硫(%)	0.169	0.21	0.06	0.20	0.18
初馏点(℃)		>220	75	78	>200

二、油气评价

福山凹陷有好的生油岩，有效生油岩体积约 920 立方公里，用残余沥青“A”法计算（“A”取 0.115%平均值），其残烃量约 24 亿吨，排烃量 4.8 亿吨（排烃系数取 0.2），聚集量 0.96 亿吨（聚集系数取 0.2）。

福山凹陷油气显示很广，在已钻 38 口深井中，有 19 口井见到油斑级以上显示，说明是有过油气生成运移的过程。但目前发现的富集量很少，只有 4 口井见到不多的油流（参见表 5–7–3）。

福 21 井以南地区及福山鼻状隆起已钻过不少井，也见到少量油气显示，但未获得油流。其主要原因是构造圈闭不清，至于生油较好的皇桐洼陷和白莲洼陷，流沙港组一段埋藏

在3000米以下，物性差，难以出油，如福5井油层深度在3308米以下，孔隙度在6.43～14.09%之间，渗透率小于2×10^{-3}二次方微米，所以尽管射开37.1米油层，但日产量仍不到1立方米。

今后，主要找油地区应放在二个断阶带，即美台断阶带和石山断阶带，这两个断阶带流沙港组埋深有深有浅，并且有断层或构造可作为石油圈闭条件。其次放在白莲洼陷和皇桐洼陷周围地区。

第六节　福山凹陷勘探工作新进展

福山凹陷自1980年勘探告一段落后，随着对外合作事业的开展，1985年5月，中国石油开发公司海南石油开发公司与澳大利亚CSR东方石油（私人）有限公司等4家公司签订了福山凹陷全风险石油勘探合同。1986年2月～1987年3月，完成地震剖面1200多公里。自1987年11月11日开始钻第一口探井，至1989年初，已在4个构造上钻了6口井，其中探井4口、评价井2口。在金凤构造上获得了油气流。

金凤构造上的金凤1井在井深2195～2205米井段的流沙港组，测试过程中获得日产气7万多立方米、油0.32立方米。

在金凤1井南面又钻了一口评价井，即金凤南1井，在2220.5～2228.5米井段测试过程中，获得日产原油173.94立方米、气12万立方米的高产油气流。原油相对密度为0.8063，属轻质油。气体组分为$C_1$66.96%、$C_2$15.26%、$C_3$12.6%、$iC_4$1.57%、$nC_4$3.01%、$C_5$0.46%，气体甲烷含量低（66.96%），天然气属油藏溶解气。

嗣后，在金凤构造上钻第二口评价井时未见油气。作业者认为没有进一步投资的价值，于是澳大利亚CSR东方石油（私人）有限公司等4家公司于1989年3月29日宣布终止福山凹陷勘探合同，把勘探区归还给海南省石油开发公司。

第七节　雷州半岛石油勘探简况

一、勘探情况

雷州半岛石油勘探工作开展较早，从1958年起，就有广东省地质局进行地面地质路线调查，直至1977年6月22日雷斜1井完钻止，勘探工作断断续续的进行了20年，其工作量如下：

①地面重力、磁力测量：1∶20万，全区范围；

②航空磁测：1∶50万，全区范围；

③地面电测：1∶20万，全区范围；

④地震测线长：212.45公里；

⑤钻井63口，总进尺69431.82米。

钻井主要分布在雷州半岛南部地区和湛江市东面的南三岛山，见井位分布图（图5-7-12）。

二、地层

雷州半岛沉积层较薄，钻井所见的第三系最大厚度为3197米（迈参2井），尚未钻穿；最小厚度为雷1井，仅291米。雷州半岛第三系厚度，大部分地区小于1500米，只有半岛

西南部的乌石凹陷和迈陈凹陷厚度在2500～3500米左右（图5-7-13）。

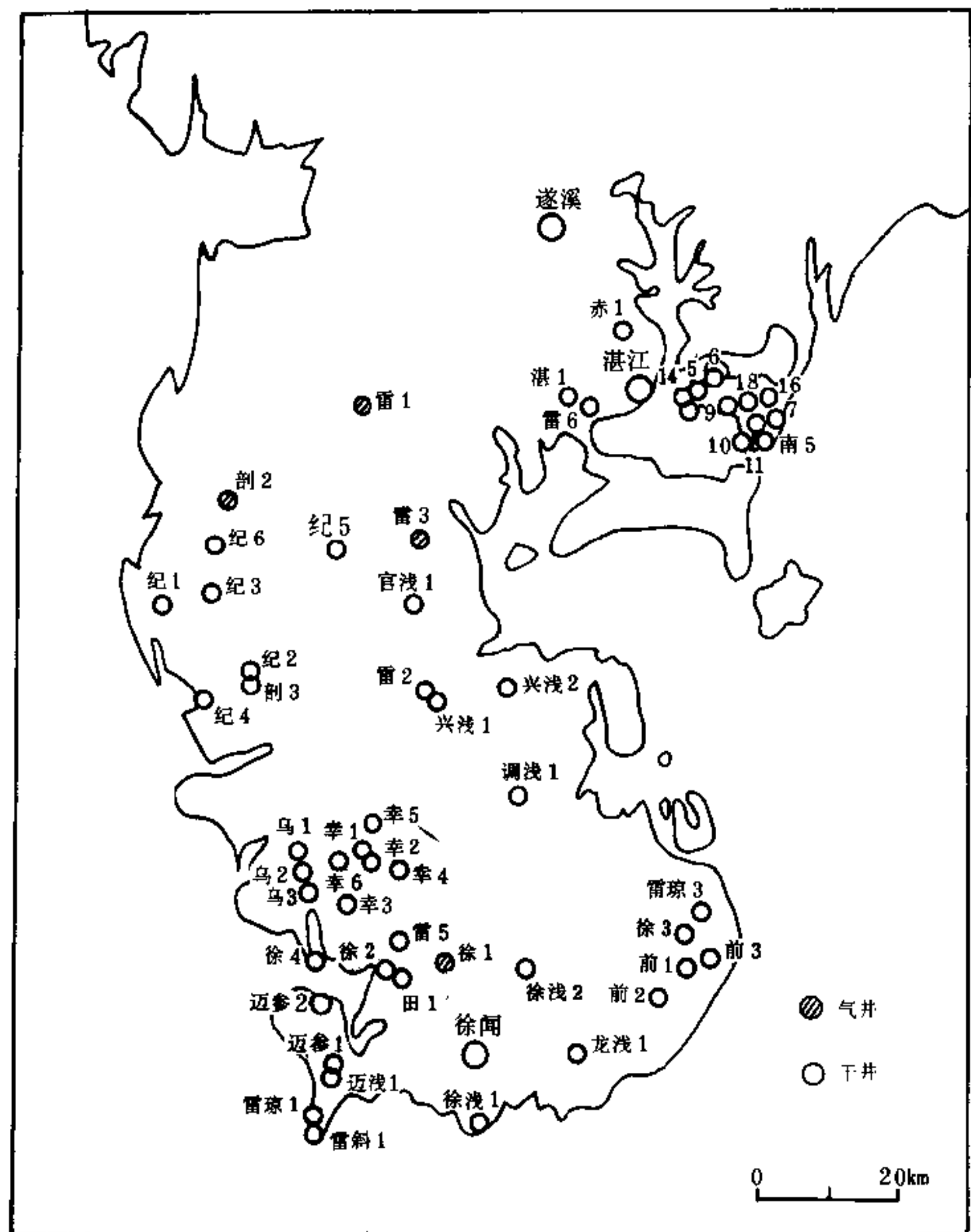


图5-7-12　雷州半岛井位分布图

雷州半岛的第三系大部分地区都很薄，也有许多地区没有沉积。如徐1井、雷1井、雷3井、剖2井等地均缺失。下第三系主要为一套湖相红色泥岩和灰白色砂岩组成的地层，只有迈参2井、徐4井、前2井等地有少量暗色泥岩。

上第三系在半岛上均有分布。厚度在154～1654米之间，北薄南厚，最后为迈参2井。

岩性为一套海相砂岩与泥岩，泥岩颜色主要为灰色、绿灰色，砂岩主要为灰色及绿灰色．地层中偶夹薄层灰岩及生物碎屑砂岩。

三、勘探效果

雷州半岛已钻井 63 口，但未见到油气显示，主要是生油条件较差，有生油能力的迈参 2 井，其暗色泥岩厚度仅 179.9 米，且不集中，与砂岩间互成层。其有机碳含量在 0.34～1.49%之间，中值为 1.08%，氯仿沥青“A”在 0.067～0.079%之间，中值为 0.074%。如果以北部湾盆地乌石凹陷生油门限深度 2700 米为标准，则尚未进入生油门限。

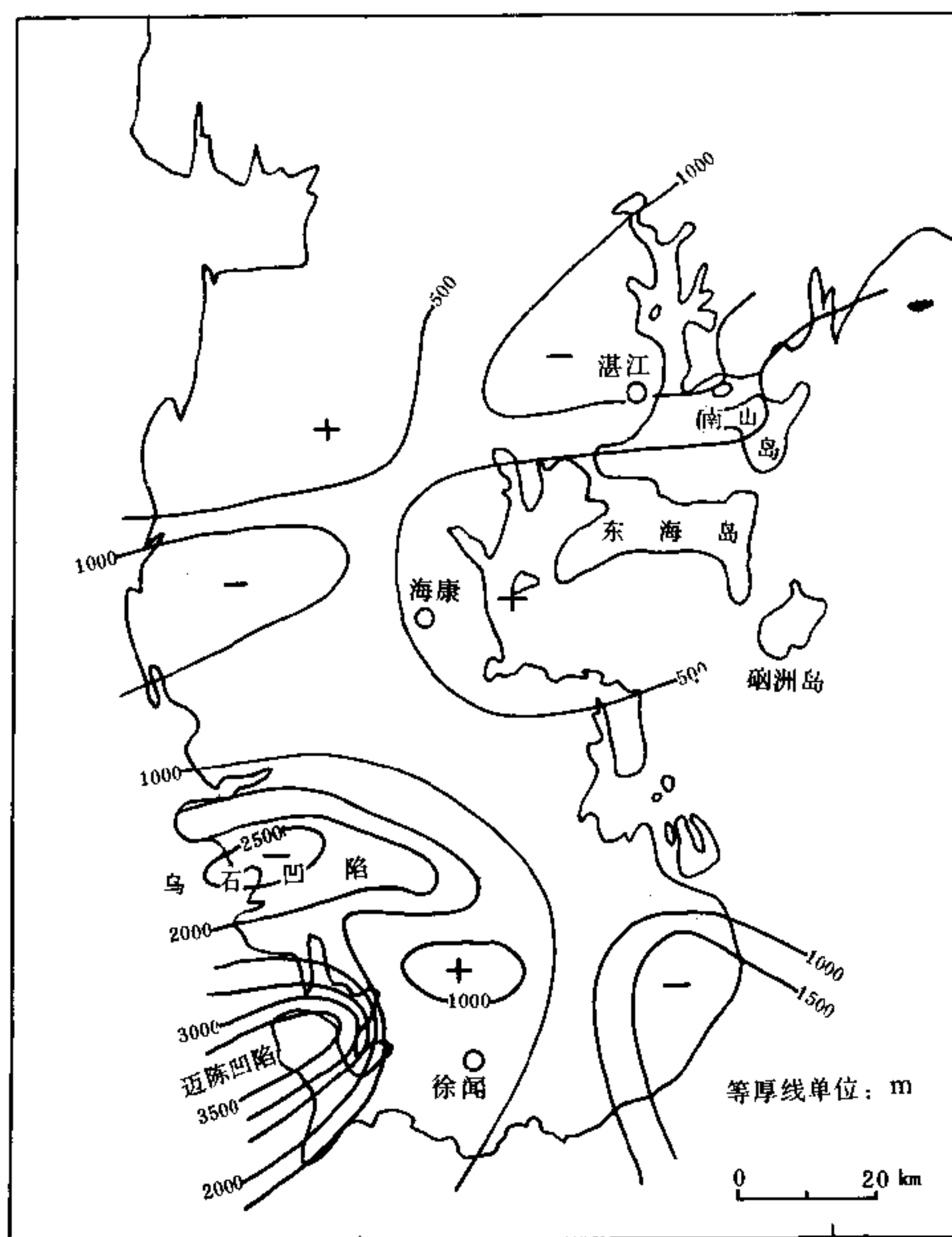


图 5-7-13　雷州半岛第三系等厚图

参 考 文 献

广东省地质局区域地质调查队，1977，《广东省地质图说明书》。
任纪舜、姜春发等，1980，《中国大陆构造及其演化》，科学出版社。
李春昱、王荃等，1982，《亚洲大地构造图说明书》，地图出版社。
黄汲清，1954，《中国主要构造单元》，地质出版社。